ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **218**

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENI Spa

(Esercizi 2008 e 2009)

Trasmessa alla Presidenza il 22 luglio 2010

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 62/2010 del 22 luglio 2010 ..... *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENI S.p.A. per gli esercizi 2008 e 2009 ..... » 9

DOCUMENTI ALLEGATI.

ESERCIZIO 2008:

Relazione sulla gestione ..... » 377

Bilancio consuntivo ..... » 413

Relazione del Collegio Sindacale ..... » 483

ESERCIZIO 2009:

Relazione sulla gestione ..... » 837

Bilancio consuntivo ..... » 873

Relazione del Collegio Sindacale ..... » 947

PAGINA BIANCA

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 62/2010.

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 22 luglio 2010;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con R.D. 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'E.N.I., Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1962, n. 359, di conversione, con modificazione, del decreto-legge 11 luglio 1992 n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di ENI S.p.A.;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 in data 28 dicembre 1993, con cui è stato riconosciuto che spetta « alla Corte dei conti esercitare nei confronti delle società per azioni costituite a seguito della trasformazione dell'I.R.I., dell'E.N.I., dell'I.N.A. e dell'E.N.E.L., il potere di controllo di cui all'articolo 12 della legge 21 marzo 1958 n. 259; controllo da esercitare nelle forme e nei limiti in precedenza applicati, fino a quando permanga una partecipazione esclusiva o maggioritaria dello Stato al capitale azionario di tali società »;

visti i bilanci della Società suddetta, relativi agli esercizi finanziari 2008 e 2009, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Raffaele Squitieri e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per gli esercizi 2008 e 2009;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

PER QUESTI MOTIVI

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci per gli esercizi 2008 e 2009 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – dell'Eni S.p.A., l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

PRESIDENTE ESTENSORE
Raffaele Squitieri

Depositata in Segreteria il 22 luglio 2010.

IL DIRIGENTE
(Giuliana Pecchioli)

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI S.P.A. PER GLI ESERCIZI 2008 E 2009

SOMMARIO

Premessa ..... *Pag.* 13

1. Provvedimenti legislativi e normativi ..... » 16

2. Organi della Società ..... » 23
   - 2.1. L'Assemblea degli azionisti ..... » 23
   - 2.2. Il Consiglio di amministrazione ..... » 24
     - 2.2.1. I comitati del Consiglio di Amministrazione .... » 25
   - 2.3. Il sistema del controllo interno ..... » 26
   - 2.4. Compensi degli organi ..... » 28

3. Organizzazione ..... » 33
   - 3.1. La struttura organizzativa ..... » 33
     - 3.1.1. Unità di business ..... » 33
       - 3.1.1.1. Le principali società operative controllate in Italia ed all'estero ..... » 35
     - 3.1.2. Unità di corporate ..... » 36
   - 3.2. Rapporti dell'Eni con il territorio e le comunità locali .. » 40

4. Le risorse umane ..... » 41
   - 4.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo ..... » 41
   - 4.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A. ..... » 43
   - 4.3. Piani di incentivazione ..... » 45

5. Controversie e problematiche particolari ..... » 48
   - 5.1. Ambiente ..... » 48
     - 5.1.1. Contenzioso penale ..... » 48
     - 5.1.2. Contenzioso civile e amministrativo ..... » 49
   - 5.2. Altri procedimenti giudiziari ed arbitrali ..... » 50
   - 5.3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e di altre autorità di regolazione ..... » 51
     - 5.3.1. Antitrust ..... » 51
   - 5.4. Contenziosi fiscali ..... » 52
   - 5.5. Indagini della Magistratura ..... » 53

6. I risultati della gestione ..... » 57
6.1. I risultati dell'esercizio 2008 ..... » 57
6.2. I risultati dell'esercizio 2009 ..... » 59
6.3. La pianificazione e gli investimenti ..... » 60

7. Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. degli anni 2008 e 2009 . » 62
7.1. Contenuto e forma dei bilanci di esercizio ..... » 62
7.2. Lo stato patrimoniale ..... » 63
7.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale ..... » 63
7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale ..... » 71
7.3. Il conto economico ..... » 80

8. Bilancio consolidato del Gruppo Eni degli esercizi 2008 e 2009 ..... » 87
8.1. Contenuto e forma dei bilanci consolidati ..... » 87
8.2. Lo stato patrimoniale ..... » 88
8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale ..... » 88
8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale ..... » 96
8.3. Il conto economico ..... » 103

9. Considerazioni conclusive ..... » 110

Appendice – Acronimi e glossario ..... » 115

PREMESSA

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce sul risultato del controllo, eseguito a norma dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958 n.259, sulla gestione finanziaria dell'Eni S.p.A. per gli esercizi 2008 e 2009.

La precedente relazione riguardante gli esercizi 2006 e 2007 è stata pubblicata in Atti Parlamentari della XVI Legislatura, Doc. XV, n.76.

Relativamente alla costituzione della Società, ai fini istituzionali della stessa, alla composizione azionaria del capitale sociale, alla partecipazione in questa dello Stato, nel far rinvio a ciò che è stato già riferito nei precedenti referti, si ritiene, tuttavia, utile rammentare e precisare quanto segue.

L'Eni, presente in 77 Paesi e con oltre 78.000 dipendenti, agisce nel settore del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione dell'energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

L'Eni, come in dettaglio si preciserà più avanti, è strutturata sulla base del modello tradizionale: la gestione operativa ed amministrativa è affidata al Consiglio di Amministrazione; le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale[1] e quella di revisione legale dei conti alla Società individuata dall'Assemblea degli azionisti; sia il Presidente che l'Amministratore delegato hanno la rappresentanza della Società[2].

Il capitale sociale dell'Eni è costituito da azioni ordinarie nominative.

Al 31 dicembre 2009, il capitale sociale ammontava a 4.005.358.876 euro, interamente versati, ed era composto da un pari numero di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

Sulla base delle previsioni dello Statuto[3], nessuno può possedere a qualsiasi titolo azioni Eni che comportino una partecipazione, diretta od indiretta, superiore al 3% del capitale sociale[4].

Da tale previsione sono escluse[5] le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da Enti pubblici o da soggetti da questi controllati.

Al 31 dicembre dei due esercizi ora considerati, il Ministero dell'economia e finanze possedeva 813.443.277 azioni, pari al 20,31% del capitale sociale; la Cassa

---

[1] Il Collegio sindacale, in aderenza alle previsioni del Testo Unico della Finanza, vigila, tra l'altro, sull'osservanza delle leggi e dello Statuto; sul rispetto dei principi di corretta amministrazione; sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e dei sistemi di controllo interno ed amministrativo-contabile; ecc.

[2] Articolo 25 dello Statuto

[3] Articolo 6.1 dello Statuto, che recepisce le norme speciali recate dall'art. 3 del D.L. 332/1994, convertito nella legge 474/1994

[4] Il superamento di tale limite determina il divieto di esercitare il diritto di voto e/o altri diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale

[5] Articolo 32.2 dello Statuto

Depositi e Prestiti S.p.A., 400.288.338 azioni, pari al 9,99% del capitale sociale[6]; l'Eni S.p.A. (azioni proprie), 382.952.240, pari al 9,56% del capitale sociale.

L'articolo 6.2 dello Statuto[7] riconosce al Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo economico, poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal D.P.C.M. del 10 giugno 2004 (recante "Definizione dei criteri di esercizio dei poteri speciali di cui all'art. 2 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474").

Tali poteri concernono: il potere di opposizione alle acquisizioni rilevanti ed alla conclusione di patti o di accordi nel caso in cui in essi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto; il potere di veto all'adozione di delibere di scioglimento delle società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, e di modifiche rilevanti dello Statuto; il potere di nomina di un Amministratore senza diritto di voto ("golden share").

Al fine di interrompere una procedura di infrazione avviata dall'Unione Europea e di attenersi alle indicazioni contenute nella sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione Europea, del 20 marzo 2009, sulla causa C326107, con D.P.C.M. del 20 maggio 2010 (pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 117 del 21 maggio 2010), è stato abrogato l'art. 1, comma 2, del sopradetto D.P.C.M. del 10 giugno 2004, e sono state modificate le previsioni che consentivano al Ministro dell'Economia e Finanze l'esercizio di poteri speciali relativamente ad Eni S.p.A., a società del Gruppo Stet e del Gruppo Enel ed a Finmeccanica S.p.A.. Sono stati, in particolare, abrogati i poteri speciali che erano stati previsti a garanzia dell'approvvigionamento nazionale dei prodotti petroliferi ed energetici e del livello minimo di servizi di telecomunicazione e di trasporto, in relazione al verificarsi di gravi circostanze, quali quelle di effettivo pericolo per la difesa nazionale, per la sicurezza militare, per l'ordine e la sicurezza pubblica, ecc..

Neanche nel biennio 2008/2009, l'Eni si è avvalso della facoltà – recata dalla legge finanziaria per il 2006, n. 266 del 2005[8] (al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante) – di inserire nel proprio Statuto, norme che, se adottate, comporterebbero il venir meno del limite del 3% statutariamente fissato, come sopra ricordato, dall'art. 6.1.

Come già riferito nella precedente relazione, l'Assemblea, con delibera del 29

---

[6] La Cassa Depositi e Prestiti è una società per azioni a sua volta controllata dallo Stato: il Ministero dell'Economia e delle Finanze è azionista per il 70% del capitale sociale; il restante 30% appartiene a diverse Fondazioni, soprattutto bancarie, sotto forma di azioni privilegiate

[7] In applicazione delle previsioni dell'art. 2, comma 1, del D.L. n. 332/94 (convertito dalla legge 474/1994), come sostituito dall'art. 4, comma 227 della Legge n. 350/2003

[8] All'art. 1, commi dal 381 al 384

aprile 2008, aveva autorizzato[9] il Consiglio di Amministrazione ad acquistare azioni proprie, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea.

Tale autorizzazione è scaduta il 29 ottobre 2009.

****

Per ragioni di chiarezza e di correntezza, in un'apposita appendice è stato riportato un glossario con l'indicazione degli acronimi di uso più frequente nei documenti di Eni ed in questo referto.

[9] Previa revoca della precedente autorizzazione per la parte non ancora eseguita

CAPITOLO I

1. Provvedimenti legislativi e normativi

Si indicano succintamente di seguito i più rilevanti provvedimenti legislativi, sia nazionali che comunitari, che hanno recato disposizioni di interesse per l'attività di Eni:

- ✓ **Legge 28 febbraio 2008, n. 31** di "Conversione del D.L. n.248 del 31 dicembre 2007, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative e disposizioni urgenti in materia finanziaria (mille proroghe)", che ha, tra l'altro, previsto che la responsabilità degli amministratori e dei dipendenti delle società quotate, con partecipazione pubblica inferiore al 50%, sia regolata dalle sole norme del codice civile e che le relative controversie siano devolute esclusivamente alla giurisdizione del giudice ordinario. La legge 31/08 ha anche disposto la proroga a tutto il 2008 della riduzione del 40% dell'accisa sul gas metano per gli utilizzatori industriali, termoelettrici esclusi, con consumi superiori a 1.200.000 metri cubi annui, nonché l'autorizzazione a continuare ad operare per gli impianti soggetti ad A.I.A.[10] entro il 31 marzo 2008.
- ✓ **Decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito in legge 6 agosto 2008, n.133,** recante "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria", che ha, tra l'altro, previsto (art. 81, commi 16-18) un'addizionale Ires del 5,5% "per i soggetti che abbiano conseguito nel periodo di imposta precedente un volume di ricavi superiore a 25 milioni di euro" e che operano nei settori ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi; raffinazione petrolio, produzione o commercializzazione di benzine, petroli, gasoli per usi vari, oli lubrificanti e residuati, gas di petrolio liquefatto e gas naturale; produzione o commercializzazione di energia elettrica (c.d. "Robin Tax"); (art.82) l'eliminazione delle agevolazioni sulle stock option, le cui plusvalenze sono state equiparate al reddito da lavoro dipendente.
- ✓ **Legge 22 dicembre 2008, n. 203 - Finanziaria 2009** (Titolo 2, Capo II, Art.7, commi e, f), che ha disposto l'incremento degli investimenti in ricerca e sviluppo nel settore energetico, nonché la partecipazione ad accordi internazionali di cooperazione tecnologica e la sostenibilità ambientale nella produzione e negli usi dell'energia, anche ai fini della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.
- ✓ **Legge 23 luglio 2009, n. 99,** recante "Disposizioni per lo sviluppo e

[10] L'Autorizzazione integrata ambientale (A.I.A.) è il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni, che devono garantire la conformità ai requisiti del Decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, di recepimento della direttiva comunitaria 96/61/CE, relativa alla prevenzione e riduzione dell'inquinamento (IPPC)

l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (c.d. "Legge Sviluppo"), che ha delegato il Governo all'adozione, entro il 15 febbraio 2010, di uno o più decreti legislativi[11] per disciplinare, tra l'altro: la localizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare e di fabbricazione del combustibile nucleare (art. 25 e 26); la predisposizione, da parte del Ministro per lo sviluppo economico, del piano straordinario per l'efficienza e il risparmio energetico da trasmettere alla Commissione europea (art. 27, commi 10 e 11); gli incentivi per le fonti energetiche rinnovabili e gli impianti; la semplificazione della disciplina in materia di permesso di ricerca e concessione di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma (art. 27, commi 16-21); l'affidamento in esclusiva al Gestore del mercato elettrico (GME) della gestione economica del mercato del gas naturale (art. 30, commi 1 e 2).

- ✓ **Legge 3 agosto 2009, n.102** di conversione del decreto legge 1 luglio 2009, n.78, recante "Provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali" (c.d. "Decreto Anticrisi"), che contiene previsioni rilevanti per i settori dell'elettricità e del gas, come quella di cui all'articolo 3 per la "Riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie", che prevede l'attuazione di una "gas release"[12] (cessione a prezzi di mercato di 5 miliardi di metri cubi di gas naturale per l'anno termico 2009-2010, da parte di soggetti che, nell'anno termico 2007-2008, abbiano immesso nella rete nazionale di trasporto più del 40% del gas naturale scambiato sul mercato italiano).

  Ai sensi del secondo comma del citato articolo 3, il Ministero dello Sviluppo Economico (su proposta dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas) stabilisce il prezzo di cessione del gas sulla base dei prezzi medi nei mercati europei, tenendo conto dei costi sostenuti per l'approvvigionamento dal soggetto cedente, ed attribuendo l'eventuale differenza tra il prezzo ricevuto dall'acquirente finale e il prezzo corrisposto al cedente ai clienti industriali che abbiano utilizzato elevati prelievi di gas nell'ultimo triennio.

  Eni S.p.A., individuato dall'Autorità per l'energia elettrica e gas quale unico soggetto avente i requisiti suddetti, ha offerto in vendita il gas in lotti semestrali e annuali in coerenza con le previsioni citate, con asta in data 3 settembre 2009.

  L'articolo 4, della citata legge 102, ha demandato al Consiglio dei Ministri

---

[11] In attuazione della detta delega sono stati adottati: il Decreto legislativo dell'11 febbraio 2010, n. 22, recante "*Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'art. 27, co. 28, della Legge 23 luglio 2009, n. 99*" ed il Decreto legislativo del 15 febbraio 2010, n. 31, recante "*Disciplina della localizzazione, della realizzazione e dell'esercizio nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché misure compensative e campagne informative al pubblico, a norma dell'art. 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99*"

[12] Da disporsi attraverso apposito decreto del Ministero dello Sviluppo economico, che è stato adottato il 7 agosto 2009

l'individuazione (su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto col Ministro delle Infrastrutture, sentito il Ministro per la semplificazione normativa) degli interventi urgenti relativi alla trasmissione e distribuzione di energia, da finanziarsi, prevalentemente, con capitale privato.

- ✓ **Decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39** di "Attuazione della direttiva 2006/43/CE, relativa alle revisioni legali dei conti annuali e dei conti consolidati, che modifica le direttive 78/660/CEE e 83/349/CEE, e che abroga la direttiva 84/253/CEE".

  Il decreto raccoglie in un testo unico tutte le disposizioni in materia di revisione legale, introducendo norme comuni a tutte le società e disposizioni speciali per le società qualificate come "enti di interesse pubblico" ed innovando, in particolare, relativamente al conferimento dell'incarico di revisione ed alle competenze dell'organo interno di controllo.

Provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Sulla base delle previsioni della legge istitutiva e di altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas monitora i livelli dei prezzi del gas naturale, definendo le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con il fine di contenere l'inflazione correlata all'incremento dei costi energetici[13].

Sono stati così riconosciuti all'Autorità poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, anche al fine di limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tale ambito l'Autorità, con le delibere ARG n.91 e VIS 109 del 2008, ha stabilito che gli operatori adottino misure gestionali preventive.

Lungo tale linea si è mossa anche la legislazione più recente. In particolare, il citato decreto legge n.112/2008 che ha introdotto, come già detto, una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia, statuendo anche il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo tale maggiorazione d'imposta ed attribuendo all'Autorità il compito di vigilare sull'osservanza del divieto.

---

[13] Con riferimento al biennio che interessa, può segnalarsi che il 1° luglio 2008 è entrato in vigore il Testo Integrato relativo agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nel settore dell'energia e del gas, approvato dall'Autorità con le deliberazioni n.11/07 e 253/07, che modifica e integra le precedenti regole di separazione amministrativa e contabile, al fine di assecondare i processi di liberalizzazione. In particolare, il Testo integrato prevede regole di separazione funzionale, per garantire, tra l'altro, l'indipendenza del management chiamato a gestire le infrastrutture essenziali; l'individuazione più puntuale di attività e comparti operativi aziendali, in coerenza con gli assetti organizzativi e societari che il libero mercato induce nelle filiere dei due settori; alcune limitazioni all'allocazione indiretta dei costi; una regolazione della separazione contabile più semplice; l'armonizzazione delle regole tra i settori gas ed energia elettrica

****

Per completezza di esposizione appare, infine, opportuno un breve cenno alla **normativa comunitaria** di interesse per il settore intervenuta nel biennio ora considerato.

La Direttiva 2008/50/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 21 maggio 2008[14], relativa alla "qualità dell'aria ambiente" volta a semplificare la normativa preesistente, ha, tra l'altro, più puntualmente definito il "valore obiettivo" nel: "*livello fissato al fine di evitare, prevenire o ridurre effetti nocivi per la salute umana e per l'ambiente nel suo complesso, da conseguirsi, ove possibile, entro un termine prestabilito*" (in precedenza genericamente indicato nel livello che doveva evitare a lungo termine danni alla salute ed all'ambiente).

Il 14 agosto 2009 è stato pubblicato nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea un pacchetto di misure (il c.d. "**Terzo Pacchetto Energia**") contenente disposizioni che modificano l'attuale assetto normativo comunitario relativo al mercato energetico europeo, al fine di rafforzarne l'integrazione e promuovere l'efficienza energetica e di definire un mercato interno dell'energia più aperto e concorrenziale.

Il Terzo Pacchetto Energia si compone di cinque misure normative: il Regolamento (Comunità Europea) n. 713/2009, che ha istituito un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia[15]; la Direttiva 2009/72/CE[16], che, abrogando la Direttiva 2003/54/CE ("Direttiva Elettricità"), ha recato norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica; la Direttiva 2009/73/CE[17], che, abrogando la Direttiva 2003/55/CE ("Direttiva Gas"), ha introdotto norme comuni per il mercato interno del gas naturale; il Regolamento (CE) n. 714/2009[18], che, abrogando il Regolamento Elettricità n. 1228/2003, ha dettato le condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica; il Regolamento (CE) n. 715/2009[19], che, abrogando il Regolamento Gas n.1775/2005, ha indicato le condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Le disposizioni contenute in tali **Direttive** Elettricità e Gas dovranno essere recepite dagli Stati membri entro il 3 marzo 2011, data nella quale troveranno applicazione i **Regolamenti** elettricità e gas ed entro la quale sarà costituita l'Agenzia

---

[14] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L152 dell'11 giugno 2008
[15] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L211 del 14 agosto 2009, pagg. 1-14
[16] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L 211 del 14 agosto 2009, pagg. 55-93
[17] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L211 del 14 agosto 2009, pagg. 94-136
[18] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L211 del 14 agosto 2009, pagg. 15-35
[19] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L211 del 14 agosto 2009, pagg. 36-54

per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

La Direttiva Elettricità e la Direttiva Gas recano norme comuni, rispettivamente, per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica e per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale.

Le due direttive definiscono, altresì, le norme organizzative e di funzionamento, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni, ecc.

Molto significative e rilevanti del Terzo Pacchetto Energia appaiono, comunque, le più rigorose misure in materia di separazione delle attività di trasmissione e di produzione di energia elettrica e di gas ("**unbundling**").

In particolare, le Direttive[20] concedono agli Stati membri la possibilità di scegliere, a determinate condizioni, tra tre opzioni: separazione integrale della proprietà, ricorso a un Gestore di sistema indipendente o ad un Gestore di trasmissione indipendente, imponendo agli Stati membri di comunque garantire che la gestione delle reti di trasmissione di energia avvenga in piena autonomia ed indipendenza rispetto all'esercizio dell'attività di produzione, al fine di favorire l'accesso al mercato energetico europeo di nuovi operatori, intenzionati a competere con quelli storicamente dominanti in tale mercato.

Gli Stati membri dovranno assicurare, entro trenta mesi dall'entrata in vigore delle due direttive, la separazione integrale della proprietà: gli stessi soggetti non potranno, nel contempo, controllare un'impresa che esercita l'attività di generazione (direttamente o indirettamente) e di produzione, o di fornitura ed esercitare (direttamente o indirettamente) un controllo, o diritti su un gestore di sistemi, o su un sistema di trasmissione e trasporto e viceversa[21].

---

[20] In considerazione della delicatezza delle quali, il termine per il recepimento delle stesse da parte degli Stati membri è stato fissato al 3 marzo 2013. Si è più sopra segnalato che nel nostro Paese il 1° luglio 2008 è entrato in vigore il Testo Integrato relativo all'unbundling

[21] Non si potrà, pertanto, esercitare i diritti di voto, detenere il potere di nominare membri del consiglio di vigilanza, del Consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l'impresa o detenere una quota di maggioranza contemporaneamente nei diversi settori di attività. Gli Stati membri, tuttavia, potranno prevedere deroghe temporanee a tali prescrizioni qualora i gestori dei sistemi di trasmissione non facciano parte di un'impresa verticalmente integrata. In tal caso, gli Stati membri potranno non applicare la separazione proprietaria e designare un Gestore di sistema indipendente (Indipendent system operator, "ISO"), ovvero decidere di conformarsi alle disposizioni relative al Gestore di trasmissione indipendente (Indipendent Transmission Operator, "ITO"). La designazione da parte del proprietario di un gestore di sistema indipendente (designazione soggetta all'approvazione da parte della Commissione) consente la conservazione della proprietà della rete. L'indipendenza dell'ISO dalle attività non connesse alla trasmissione dovrà realizzarsi "quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale". Pertanto, i responsabili della direzione dell'impresa proprietaria del sistema di trasmissione o di trasporto non potranno far parte di strutture dell'impresa integrata incaricate, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di generazione, produzione, distribuzione e fornitura
Per quanto riguarda, in particolare, l'ITO, è previsto che lo stesso dovrà, tra l'altro, disporre di poteri decisionali effettivi, indipendenti dall'impresa verticalmente integrata, relativamente ai beni necessari alla gestione, alla manutenzione o allo sviluppo del sistema di trasmissione. Non sarà possibile detenere una partecipazione azionaria diretta o indiretta in alcuna affiliata dell'impresa verticalmente integrata avente

Sul punto è da evidenziare che l'Eni, sin dal 2007, ha avviato il "Programma Attuazione Unbundling", volto ad individuare gli interventi necessari per l'adeguamento e l'ottimizzazione dell'assetto organizzativo e dell'impiego delle risorse umane, nonché del sistema normativo e contrattuale delle società soggette a regolamentazione (c.d. "unbundled") al fine di garantire il rispetto delle finalità della separazione funzionale. Nell'ottica del conseguimento di strategie strutturali nel settore dei business regolati, l'Eni, il 30 giugno 2009, ha disposto la vendita di Italgas s.p.a. e di Stoccaggi Gas Italia s.p.a. (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 52,54%), così trasferendo a Snam tutte le attività regolate relative alla distribuzione ed allo stoccaggio di gas in Italia.

Il Regolamento Elettricità e il Regolamento Gas

Come detto, il Regolamento Elettricità e il Regolamento Gas sostituiscono, rispettivamente, i regolamenti (CE) n.1228/2003 e n.1775/2005.

Il Regolamento Elettricità stabilisce norme per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica allo scopo di facilitare la creazione di un mercato all'ingrosso funzionante e trasparente che garantisca un elevato livello di sicurezza di approvvigionamento. Detto Regolamento istituisce una Rete europea dei Gestori di Sistemi di Trasmissione dell'energia elettrica ("European Network of Transmission System Operators for Electricity" – TSO-), in cui tutti i TSO cooperino e promuovano lo sviluppo ed il corretto funzionamento del mercato interno dell'elettricità, incrementando gli scambi transfrontalieri.

Anche con il Regolamento Gas è stata istituita una Rete europea dei Gestori dei Sistemi di Trasporto del gas ("European Network of Transmission System Operators for Gas") e sono state introdotte norme non discriminatorie per le condizioni di accesso ai sistemi di trasporto del gas naturale e alle infrastrutture per il GNL e per lo stoccaggio.

Come si è accennato, il Regolamento n. 713 del 13 luglio 2009 ha istituito un'Agenzia quale organo della Comunità per l'assistenza ai Regolatori nazionali e per coordinare le attività svolte da questi nei vari Stati membri. All'Agenzia è stato attribuito il potere di esprimere pareri e formulare raccomandazioni ai gestori dei sistemi di trasmissione, alle autorità di regolamentazione, al Parlamento europeo, al Consiglio o alla Commissione[22].

---

funzioni di produzione o di fornitura, né ricevere dividendi o qualsiasi altro vantaggio finanziario da tale affiliata

Gli ITO dovranno dotarsi di un organo di sorveglianza incaricato di assumere le decisioni dall'impatto significativo sul valore delle attività degli azionisti in seno al gestore del sistema di trasmissione

[22] L'Agenzia è "organismo" della Comunità dotato di personalità giuridica; è composta da: un Consiglio di Amministrazione; un Comitato dei regolatori; un Direttore; una Commissione dei ricorsi

Adeguamento dello Statuto della Società

Con il Decreto legislativo n. 27 del 27 gennaio 2010, è stata recepita la c.d. Direttiva *Shareholders' Rights* (Direttiva n. 2007/36/CE).

L'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2010 ha avviato l'adeguamento delle previsioni dello Statuto (completato dal Consiglio di Amministrazione del 3 giugno successivo) alle indicazioni recate dal detto Decreto legislativo.

Le modifiche statutarie si applicheranno, per disposizione di legge, alle assemblee il cui avviso di convocazione sarà pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

CAPITOLO II

2. Organi della Società

Relativamente alla istituzione dell'Eni spa, ai compiti, all'organizzazione, alle funzioni di vigilanza e di controllo sulla stessa, si fa rinvio a quanto già riferito nelle precedenti relazioni, alla disciplina contenuta nello Statuto dell'Eni ed alle norme del codice civile e delle leggi speciali in materia.

Basti, pertanto, qui rammentare, che organi della società sono l'Assemblea[23], il Consiglio di amministrazione[24], il Presidente[25] ed il Collegio Sindacale[26].

Il controllo contabile è affidato ad una società di revisione nominata dall'Assemblea.

Si è già parimenti segnalato in passato che all'interno del Consiglio di Amministrazione operano, con funzioni consultive e propositive, il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee e l'Oil-gas energy committee.

I tre Direttori generali responsabili delle divisioni operative[27] e la gran parte dei dirigenti con responsabilità strategica, formano, con l'Amministratore delegato – dal quale direttamente dipendono - il Comitato di Direzione Eni.

2.1. L' Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti[28], tra l'altro, nomina e revoca gli amministratori e sindaci ed approva il bilancio; l'Assemblea Straordinaria delibera sulle modifiche statutarie e sulle operazioni di carattere straordinario, quali aumenti di capitale, fusioni e scissioni.

L'Assemblea ordinaria è convocata almeno una volta l'anno per l'approvazione del bilancio, che deve avvenire entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, ovvero entro il 30 aprile. La relativa data viene comunicata al mercato attraverso il calendario finanziario, la cui diffusione avviene solitamente entro il mese di dicembre di ogni anno.

L'assemblea ordinaria degli azionisti il 30 aprile 2009 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2008 di Eni S.p.A.;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di Eni S.p.a. di 6.744.606.179,37 euro, ridottosi a 4.385.965.842,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul

---

[23] Disciplinata dagli articoli da 12 a 16 dello Statuto
[24] Di cui agli articoli da 17 a 24 dello Statuto
[25] Di cui agli articoli dal 25 al 27 dello Statuto
[26] Di cui all'articolo 28 dello Statuto
[27] Le divisioni operative sono:l'Exploration&Production; Gas&Power; Refining&Marketing
[28] L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in sua assenza o impedimento, dall'Amministratore Delegato

dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione[29];

- l'attribuzione alla Riserva disponibile dell'importo di utile residuato dopo l'attribuzione del dividendo.

L'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni S.p.A. tenutasi il 29 aprile 2010 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni S.p.A;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di Eni S.p.A. di 5.060.639.549,44 euro, ridottosi a 3.249.436.231,44 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione[30];
- l'attribuzione alla Riserva disponibile dell'importo di utile residuato dopo l'attribuzione del dividendo;
- il conferimento dell'incarico di revisione contabile del bilancio di Eni S.p.A. per gli esercizi 2010-2018 ad una nuova società di revisione;
- le modifiche degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello Statuto proposte dal Consiglio di Amministrazione.

2.2. Il Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di amministrazione – si è già riferito - è l'organo centrale nel sistema di "corporate governance" della società e del gruppo, al quale è affidata la gestione aziendale. Il Consiglio delega parte delle proprie competenze gestionali all'Amministratore Delegato e conferisce al Presidente deleghe relativamente a progetti integrati e ad accordi internazionali di rilevanza strategica.

L'assemblea ordinaria degli azionisti determina il numero (da un minimo di 3 ad un massimo di 9) dei membri del Consiglio[31]. Al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico, di un amministratore senza diritto di voto.

Si è già segnalato nell'ultima relazione che l'Assemblea del 10 giugno 2008 ha nominato nove amministratori che dureranno in carica sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio 2010. La stessa Assemblea ha anche nominato il Presidente del Consiglio di amministrazione e, quest'ultimo Collegio, l'11 giugno 2008, l'Amministratore Delegato.

Con la deliberazione suddetta, il Consiglio di Amministrazione ha attribuito

[29] Il dividendo complessivo per azione nell'esercizio 2008 è stato pari a 1,30 euro (valore identico a quello dell'esercizio 2007)
[30] Il dividendo complessivo per azione nell'esercizio 2009 è stato pari a 1,00 euro
[31] Gli amministratori non possono essere nominati per un periodo superiore a tre esercizi e sono rieleggibili (art.17.2 dello Statuto)

all'Amministratore Delegato tutti i poteri di amministrazione della Società[32].

Nel precedente referto si è segnalato che il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 13 dicembre 2006, ha aderito al nuovo "Codice di autodisciplina delle società quotate" promosso da Borsa Italiana S.p.A., adottando un proprio "Codice Eni" con cui ha adeguato, recependole, le indicazione del Codice di Borsa alla realtà specifica Eni.

Ai fini dell'attuazione delle disposizioni del Codice, il Consiglio di Amministrazione, per la prima volta nella riunione del 16 marzo 2007, confermando tale delibera il 30 ottobre 2008, ha nominato, con il parere favorevole del Comitato per il controllo interno, il Responsabile Internal Audit quale Preposto al controllo interno di Eni.

Il Consiglio di Amministrazione si è riunito 19 volte (di cui 15 riunioni ordinarie e 4 straordinarie) nel 2008[33] e 17 volte nel 2009[34].

2.2.1. I Comitati del Consiglio di Amministrazione

Nelle precedenti relazioni sono già stati forniti ampi elementi sulla composizione e sulle competenze del Comitato per il controllo interno, del Compensation Committee e sull'Osservatorio petrolifero Internazionale, istituiti, al proprio interno, dal Consiglio di Amministrazione.

Nel far rinvio a quanto in tali occasioni riferito[35], va soggiunto che, con delibera del Consiglio di Amministrazione dell'11 giugno 2008, è stato istituito un nuovo Comitato denominato Oil-Gas Energy Committee –OGEC- che ha sostituito il detto

---

[32] Il Consiglio, oltre a quelle per legge non delegabili, si è riservato numerose altre competenze, tra le quali: la definizione del sistema e delle regole di governo della società e del gruppo; l'istituzione dei Comitati interni al Consiglio di Amministrazione; l'attribuzione e la revoca di deleghe all'A.D. ed al Presidente; la definizione: delle linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della società; delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, delle linee strategiche e degli obiettivi della società e del gruppo; l'approvazione: dei budget annuali delle Divisioni, della Società e del consolidato del gruppo; della relazione semestrale; delle operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (es. organizzazione e/o alienazione di partecipazioni, di aziende; investimenti superiori a 300 milioni di euro e contratti superiori ad 1 miliardo di euro); la nomina e la revoca dei Direttori Generali; del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili, del responsabile Internal Audit; la definizione dei criteri di remunerazione dell'alta dirigenza, ecc.

[33] La partecipazione media alle riunioni del Consiglio di Amministrazione nel 2008 è stata del 98,66% per gli amministratori e del 98,54% per gli "amministratori indipendenti" (ai sensi dell'art. 17 dello Statuto dell'Eni "*almeno un Amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre Amministratori, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a cinque, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci di società quotate*")

[34] La partecipazione media alle riunioni del Consiglio di Amministrazione nel 2009 è stata del 98,7% per gli amministratori e del 98, 3% per gli amministratori indipendenti

[35] Relativamente all'azione svolta nel 2008 e nel 2009 da tali Collegi, può segnalarsi che il Comitato Controllo Interno si è riunito n. 18 volte nel 2008, con la partecipazione media del 93% dei suoi componenti e n. 20 volte nel 2009, con la partecipazione media del 94%; il Compensation Committee n. 4 volte nel 2008, con la partecipazione del 100% dei suoi componenti e n. 13 volte nel 2009, con la partecipazione del 96% e l'Osservatorio petrolifero Internazionale (ora Oil-Gas Energy Committee) n. 7 volte nel 2008 con la partecipazione del 91% dei suoi componenti e n. 10 volte nel 2009, con la partecipazione dell'80%

Osservatorio[36] con competenze più ampie di questo ed una diversa composizione. In particolare, l'OGEC è composto da cinque amministratori non esecutivi nominati dal Consiglio di Amministrazione ed ha il compito di monitorare l'evoluzione dei mercati energetici internazionali, con funzioni propositive e consultive. Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 30 giugno 2008, è stato approvato il Regolamento dell'OGEC.

2.3. Il sistema del controllo interno

Si è già trattato nei precedenti referti – ai quali si fa rinvio – del sistema di controllo interno.

Sistema alquanto articolato e complesso, retto da precise regole e procedure frequentemente verificate e aggiornate, che può brevemente rappresentarsi con i cenni che seguono, essendo l'organizzazione e le finalità dello stesso agevolmente rinvenibili nella chiara normativa che le regola, contenuta nell'ordinamento della Società.

Il sistema di controllo interno, quale complesso delle strutture e delle norme dettate allo scopo di assicurare una gestione della Società corretta ed in linea con gli obiettivi prefissati, si compone di una serie di organi chiamati ad intervenire, con competenze e titoli diversi, al fine di garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, il rispetto delle leggi e dei regolamenti.

In particolare, hanno ruoli e responsabilità nell'ambito del Sistema: il Consiglio di Amministrazione[37], l'Amministratore Delegato[38]; il Comitato per il controllo interno[39]; il Preposto al controllo interno[40]; l'Internal Audit[41]; il Collegio Sindacale[42]; la

---

[36] Che era stato costituito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 5 giugno 2002

[37] Che definisce le linee di indirizzo del Sistema e ne valuta, annualmente, l'adeguatezza

[38] Incaricato di dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, sovraintende alla funzionalità del Sistema

[39] Che valuta il rispetto dei principi contabili, i rilievi promanati dall'Audit ed i risultati dell'attività di monitoraggio sullo stato del Sistema, riferendone al Consiglio di Amministrazione

[40] Che assiste l'Amministratore Delegato nel sovrintendere alla funzionalità del Sistema e valuta la costante adeguatezza di questo riferendone al Consiglio di Amministrazione, per il tramite del Comitato del Controllo Interno ed al Collegio Sindacale. Non è responsabile di alcuna area operativa e non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative

[41] Il Direttore Internal Audit risponde all'Amministratore Delegato; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività della Direzione Internal Audit, che riferisce anche al Collegio Sindacale in quanto "*Audit Committee*" ai sensi della legislazione statunitense.
L'Internal Audit ha il compito di fornire all'Amministratore Delegato (e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione ed al Collegio Sindacale in quanto "*Audit Committee*"), ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento ed al rispetto del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia

[42] Il Collegio Sindacale – composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti -, oltre ai compiti demandatigli dalla legge e dall'ordinamento della società, per ciò che ora interessa, tra l'altro, vigila sull'adeguatezza dell'organizzazione del Sistema. Il Collegio attualmente in carica è stato nominato dall'Assemblea degli azionisti il 10 giugno 2008 per tre esercizi e comunque fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010. Il Collegio si è riunito n. 22 volte nel 2008 (la partecipazione media dei sindaci alle riunioni del Collegio è stata del 95%; la partecipazione degli stessi

Società di Revisione[43], l'Organismo di vigilanza ex D.Lgs. n.231/2001[44].

L'ordinamento del Sistema di Controllo Interno è contenuto in specifiche disposizioni dello Statuto, del c.d. codice Eni[45]; dei Regolamenti dei Comitati del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e nelle linee di indirizzo del Consiglio di Amministrazione in tema di attività di Audit.

A tale ultimo riguardo, nel far rinvio a quanto riferito, sul punto, nel precedente referto, può segnalarsi che, nella riunione n. 17 del 30 ottobre 2008, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di confermare la coincidenza della figura del Preposto al Controllo interno con quella del Responsabile Internal Audit, tenuto conto, tra l'altro, che ciò è espressamente previsto nel codice di autodisciplina e che le due figure coincidono nella quasi totalità delle società quotate. Tale operazione è stata rivolta ad armonizzare la disciplina dell'Internal Audit con quella del Preposto al controllo interno, rafforzando l'indipendenza di entrambi anche sul piano operativo. E' stato, quindi, attribuito al Comitato per il controllo interno il compito di sovrintendere all'attività dell'Internal Audit, in coerenza con le indicazioni del Codice di autodisciplina relative ai rapporti tra il Comitato ed il Preposto al Controllo interno. E' stata, infatti, esaltata l'indipendenza dell'Internal Audit, allineandone le modalità di nomina, di revoca e di remunerazione a quelle previste dal Codice di autodisciplina per il Preposto al controllo interno[46] e potenziandone i poteri ed i mezzi, anche in termini di autonomia di spesa, atti a garantire l'adeguato esercizio delle rispettive funzioni e nell'ambito delle linee di indirizzo appositamente approvate dal Consiglio di Amministrazione.

---

alle riunioni consiliari è stata in media del 93%). Nel 2009, si è riunito 26 volte (con una presenza media del 91% dei suoi componenti), ha assistito alle 17 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media del 95%) ed a 19 delle 20 riunioni del Comitato per il controllo interno

[43] Nominata dall'Assemblea su proposta del Collegio Sindacale. La Società che ha operato nel biennio che ora interessa è stata nominata per la 1^ volta il 1° gennaio 2001, confermata il 28 maggio 2004 per tre esercizi; l'incarico è stato prorogato per gli esercizi 2007-2009 dall'Assemblea del 24 maggio 2007, ai sensi del D.Lgs. n.303/2006, in quanto non era ancora stato completato il termine massimo di nove esercizi previsto dalla legge. Il Consiglio di Amministrazione, il 3 aprile 2008, ha approvato l'apposita normativa in materia di revisione di bilanci, che recepisce le indicazioni dei numerosi interventi normativi che si sono succeduti negli ultimi anni (quali la legge 262/2005 e il D.Lgs. n.303/2006), nonché quelle promanate dalla Consob e dalla SEC

[44] Istituito e regolamentato con delibere Consiglio di Amministrazione del 15 dicembre 2003 e 28 gennaio 2004, vigila sull'adeguatezza del modello 231 e riferisce, periodicamente, sulle attività svolte, al Presidente, all'Amministratore delegato della Società (il quale ne informa il Consiglio di Amministrazione), al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale

[45] Si è già riferito più sopra che l'Eni ha aderito al nuovo Codice di autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana S.p.A. nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa"), adottando un proprio "Codice Eni"
Allo scopo di definire con chiarezza i valori ai quali deve ispirarsi l'azione dell'Eni e garantire che tutte le attività siano svolte nell'osservanza delle norme con onestà, integrità, correttezza e buona fede in un quadro di concorrenza leale, il Consiglio di Amministrazione ha adottato, dal 1998, un "Codice Etico", che è stato aggiornato e rimodulato nella riunione del 14 marzo 2008. Il Codice rappresenta anche un principio non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante. All'organismo di vigilanza Eni, istituito dal Modello 231, sono state attribuite le funzioni di garante del Codice Etico; l'organismo, ogni sei mesi, presenta una relazione sull'attuazione del codice al Comitato per il controllo interno, al Collegio sindacale, al Presidente ed all'Amministratore delegato

[46] In tal senso modificando la deliberazione del Consiglio di Amministrazione dell'11 giugno 2008

2.4. Compensi degli organi

Nel far rinvio a quanto al riguardo evidenziato nei precedenti referti, può rammentarsi che i compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Compensation Commitee, sentito il parere del Collegio Sindacale.

La struttura della remunerazione del Presidente, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una parte fissa (69% nel 2008 e 66% nel 2009) e da una variabile[47] (31% nel 2008 e 34% nel 2009), quella dell'Amministratore delegato e Direttore generale, da una parte fissa (30% nel 2008 e 22% nel 2009) in relazione alle deleghe conferite, da una variabile annuale [48] (27% nel 2008 e 2009) e da una componente variabile di lungo termine[49] (43% nel 2008 e 51% nel 2009).

Relativamente alla parte fissa, il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha deliberato (confermando la struttura e gli importi definiti nel 2005) il compenso annuo spettante al Presidente (€ 265.000) ed agli Amministratori (€ 115.000). L'Assemblea ha deliberato anche un compenso variabile per il Presidente e per gli altri amministratori; l'importo del quale viene determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo[50], tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione (il 14 marzo 2008 ed il 25 marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni si è collocata, rispettivamente, nel 2007 al settimo posto e nel 2008 al quarto posto).

Tale remunerazione variabile per l'anno 2008 è stata determinata, su proposta del Compensation Committee[51], con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2007, approvati dal Consiglio di Amministrazione.

I risultati aziendali, nel 2008, hanno condotto alla determinazione della remunerazione variabile in misura del 115% del livello base, nell'intervallo tra il minimo (85%) e il massimo (130%) dell'erogazione prevista.

Nell'anno 2009, la detta remunerazione variabile annuale del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stata determinata, su proposta del Compensation

---

[47] Connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente

[48] Connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali, economico-finanziari, operativi e strategici, stabiliti per l'esercizio precedente

[49] Articolata in due piani distinti, aventi differenti condizioni di performance aziendale, definite in un orizzonte temporale triennale e misurate sia in termini assoluti, sia in termini relativi rispetto ad un peer group di settore

[50] La parte variabile è corrisposta se Eni, nell'esercizio precedente, si colloca ai primi quattro posti della graduatoria

[51] In coerenza con il piano strategico ed il budget annuale in termini di Flusso di Cassa Netto da Attività di Esercizio (peso 30%), Performance Operativa delle Divisioni (peso 30%), Progetti Strategici (peso 20%) ed Efficienza Corporate (peso 20%)

Committee[52], con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2008, approvati dal Consiglio di Amministrazione.

I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal Compensation Committee e approvati dal Consiglio di Amministrazione, ed hanno condotto alla determinazione di un punteggio di performance pari a 120 nella scala di misurazione 85 (minimo) - 130 (massimo), utilizzata ai fini della determinazione della remunerazione variabile da erogare.

Il Consiglio di Amministrazione, con deliberazione del 25 marzo 2009, ha eliminato, per tale anno, il Piano di stock option, mantenendo il Piano di incentivazione monetario differito per il triennio 2009-2011. In tale ultimo Piano è previsto che ai dirigenti venga attribuito un incentivo, da erogarsi dopo tre anni, sulla base del raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. budget, a scenario costante) definiti per il triennio di riferimento.

Sempre in alternativa al Piano di stock option, il Compensation Committee ha elaborato anche un nuovo Piano di incentivazione di lungo termine per le risorse manageriali critiche, che è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione nel 2010. Un analogo piano, approvato nel 2009, prevede l'attribuzione all'Amministratore Delegato di un incentivo da erogarsi dopo tre anni in relazione alla variazione del parametro: utile netto adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A) misurata nel triennio 2009-2011, con riferimento alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Nel 2009 è terminato il periodo (vesting) previsto dal Piano di incentivazione di lungo termine del 2006, costituito da un Piano di incentivazione monetario differito, per i dirigenti e da un Piano di stock option, destinato esclusivamente ai dirigenti che rivestono ruoli elevati di interesse strategico.

Nella detta seduta del 25 marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione, tenuto conto dei risultati conseguiti nel periodo 2006-2008, verificati dal Compensation Committee, ha quantificato: con riferimento al Piano di incentivazione monetario differito, il moltiplicatore del 143% da applicare all'importo promesso nel 2006, calcolato in funzione della performance realizzata in termini di EBITDA Eni e, relativamente, al Piano di stock option, la percentuale del 47% di opzioni esercitabili da applicare al numero di opzioni assegnate nel 2006, calcolata in funzione della performance conseguita in termini di TSR relativo Eni.

L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale, ha partecipato ad entrambi i Piani.

---

[52] Definiti in coerenza con il Piano strategico e il budget annuale in termini di EBITDA adjusted, Performance Operativa delle Divisioni, Riduzione costi aziendali e Mantenimento del posizionamento negli indici di sostenibilità

Sia per il 2008 che per il 2009, il Consiglio di Amministrazione ha confermato la struttura e gli importi definiti nel 2006, del compenso agli Amministratori per la loro partecipazione ai comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore delegato[53].

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha confermato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci già autorizzata dall'Assemblea del 25 maggio 2006.

I seguenti prospetti riassumono i compensi corrisposti ai componenti degli organi dell'Eni ed indicano: nella colonna a), la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato; il compenso fisso degli amministratori; il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi; nella colonna b), i "Benefici non monetari": i fringe benefit, incluse le polizze assicurative; nella colonna c) i "Bonus e altri incentivi": la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale; nella colonna d), "Altri compensi"[54] la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate:

[53] Per i presidenti dei comitati il compenso annuo è stato quantificato in 30.000 euro; per gli altri componenti 20.000 euro annui. Nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di presidente di comitato è di 27.000 euro ed il compenso annuo in qualità di altro componente e di 18.000

[54] Predisposta in aderenza alle indicazioni formulate dalla Consob nella delibera n. 11971 del 14 maggio 1999 (art. 78)

Compensi 2008

(migliaia di euro)

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	a) EMOLUMENTI PER LA CARICA ENI	b) BENEFICI NON MONETARI	c) BONUS E ALTRI INCENTIVI[55]	d) ALTRI COMPENSI	TOTALE
Presidente	768	18	345		**1.131**
Consigliere	157				**157**
Consigliere	64				**64**
Consigliere	85				**85**
Consigliere	19				**19**
Consigliere	64				**64**
Consigliere	85				**85**
Consigliere	157				**157**
Consigliere	143				**143**
Consigliere	149				**149**
Consigliere	64				**64**
Amministratore Delegato e Direttore Generale	430	17	1.267	1.363[a]	**3.077**
COLLEGIO SINDACALE					
Presidente	51[b]			33[c]	**84**
Presidente	64[d]				**64**
Sindaco effettivo	35			71[e]	**106**
Sindaco effettivo	44				**44**
Sindaco effettivo	35				**35**
Sindaco effettivo	44				**44**
Sindaco effettivo	44			40[f]	**84**
Sindaco effettivo	35			32[g]	**67**
Sindaco effettivo	80			24[h]	**104**

[a] Comprensivo del compenso fisso di 1 milione di euro in qualità di Direttore generale, delle competenze e delle indennità di 363 mila euro riferibili al rapporto di lavoro per il triennio 2005/2008
[b] Dal 1 gennaio al 9 giugno 2008
[c] Comprensivo del compenso e dell'indennità di presenza per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e Presidente del Collegio Sindacale di ENI Servizi
[d] Dal 10 giugno al 31 dicembre 2008
[e] Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti Spa e Polimeri Europa, di Presidente del Collegio sindacale del Cepav
[f] Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale dell'Agi e della Servizi aerei
[g] Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam Rete Gas SpA
[h] Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti Spa e di Presidente del Collegio sindacale Tskj Italia Srl

Compensi 2009

(migliaia di euro)

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	a) EMOLUMENTI PER LA CARICA ENI	b) BENEFICI NON MONETARI	c) BONUS E ALTRI INCENTIVI[56]	d) ALTRI COMPENSI	TOTALE
Presidente	765		400		**1.165**
Consigliere	162		10		**172**
Consigliere	96		10		**106**
Consigliere	107		10		**117**
Consigliere	163		10		**173**
Consigliere	162		10		**172**
Consigliere	96		10		**106**
Consigliere	153		10		**163**
Amministratore Delegato e Direttore Generale[57]	430	1	2.824	1.017[a]	**4.272**
COLLEGIO SINDACALE					
Presidente	121				**121**
Sindaco effettivo[b]	84				**84**
Sindaco effettivo	84				**84**
Sindaco effettivo	84			40[c]	**124**
Sindaco effettivo	44				**44**

[a] Comprensivo del compenso fisso di 1 milione di euro in qualità di Direttore generale
[b] L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze
[c] Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei

---

[55] Relativi all'incentivazione annuale collegata alle performance realizzate nel 2007
[56] Relativi all'incentivazione annuale collegata alle performance realizzate nel 2008 ed all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006
[57] I compensi percepiti dagli Amministratori delegati dei maggiori gruppi quotati italiani sono ammontati, nel 2009, in media, a 4.112 milioni di euro annui

In relazione ai dati contenuti nei prospetti sopra riportati, può precisarsi quanto segue.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha confermato la struttura e gli importi deliberati nel 2005. Le differenze che emergono dal confronto dei dati del 2008 e del 2009, relativamente ai compensi ed al numero dei Consiglieri e dei Sindaci, sono da riferirsi ai differenti periodi di carica dei medesimi, alcuni dei quali, essendo stati nominati nel corso del 2008, hanno percepito la sola parte relativa all'effettiva durata in carica.

Per l'anno 2009, nel quale non sono stati modificati i benefici non monetari per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale rispetto all'anno 2008, è stata tuttavia, estesa ai predetti la copertura assicurativa già adottata per i Dirigenti del Gruppo Eni, che comporta la non imponibilità ai fini fiscali del premio polizza pagato dall'azienda.

Nella colonna "Bonus ed altri incentivi" della Tabella Compensi, è riportata la somma degli importi corrisposti nel 2009 relativi ai bonus erogati riferiti alla performance conseguita da Eni nell'esercizio 2008 (120% nella scala di performance 85-130), che è risultata superiore a quella dell'esercizio 2007 (115% nella scala di performance 85-130); agli incentivi monetari differiti attribuiti nel 2006, la cui erogazione è stata effettuata nel 2009 in relazione ai risultati EBITDA Eni conseguiti nel periodo 2006-2008.

Il 25 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha approvato i risultati conseguiti da Eni nel 2008 rispetto agli obiettivi del piano di performance deliberato, ai fini dell'erogazione dell'incentivo annuale e di lungo termine.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha confermato gli emolumenti deliberati nel 2005. La variazione del compenso del Presidente del Collegio Sindacale tra il 2008 e il 2009 è, pertanto, da riconnettersi – come sopra già accennato - alle differenti durate della carica (nel 2008 esso si riferiva ad un periodo di circa 6 mesi, dal 10 giugno 2008 al 31 dicembre 2008, mentre nel 2009 ad un periodo di 12 mesi, dal 1° gennaio 2009 al 31 dicembre 2009).

CAPITOLO III

3. Organizzazione

3.1. La struttura organizzativa

L'adeguatezza della struttura organizzativa è valutata dal Consiglio di Amministrazione di Eni S.p.A. (a norma dell'art. 2381, co. 3 del Codice Civile), e la vigilanza sulla stessa è demandata al Collegio Sindacale (a norma dell'art. 149, co. 1 lettera c) del Decreto legislativo n. 58/98 *Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria*).

In tale quadro, un esaustivo rapporto sull'assetto organizzativo e normativo della Società, al 31 dicembre 2009, è stato tracciato dal Chief Corporate Operations Officer[58] il 13 gennaio 2010. Se ne riassumono, di seguito, i principali profili.

Nell'ambito della organizzazione dell'Eni – quale impresa integrata nel settore dell'energia, che effettua attività di ricerca, di produzione, di trasporto, di trasformazione e di commercializzazione del petrolio e del gas naturale – possono individuarsi, sotto il profilo delle attività concretamente svolte, due macrofunzioni: unità di business ed unità di corporate.

3.1.1. Unità di business

Sono organizzate per settore di mercato e comprendono 3 divisioni e le società controllate direttamente dipendenti dal Chief Executive Officer (*l'Amministratore delegato*) di Eni S.p.A..

In particolare:

le tre divisioni di business si occupano dei seguenti settori di attività:

- esplorazione e produzione di idrocarburi (*Divisione Exploration and Production - E&P);*
- approvvigionamento e commercializzazione di gas naturale, produzione e commercializzazione di energia elettrica (*Divisione Gas and Power - G&P);*
- raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi (*Divisione Refining and Marketing - R&M*).

✓ **la Divisione Exploration & Production (*E&P*)**

Opera nella ricerca e produzione di petrolio e gas naturale in Italia, Africa

[58] Posto alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato, dal quale è nominato

Settentrionale e Occidentale, Mare del Nord, Golfo del Messico, America Latina, Australia ed in aree a elevato potenziale, quali il Mar Caspio, il Medio e l'Estremo Oriente, l'India e l'Alaska.

I principali cambiamenti organizzativi intervenuti nel biennio considerato, ed, in particolare, nel 2009, sono stati:

- creazione di una struttura finalizzata alla massimizzazione dei risultati delle attività di esercizio ed alla ottimizzazione dei costi operativi;
- istituzione di un programma finalizzato al coordinamento delle attività per lo sviluppo del business upstream in Iraq;
- omogeneizzazione e rafforzamento del modello di funzionamento delle funzioni tecniche;
- conferma del ruolo di indirizzo e controllo e di sviluppo del business delle Regioni verso le Unità Geografiche;
- per le attività della divisione in Italia, la necessità di un maggiore presidio e controllo degli asset, ha portato alla costituzione di tre nuove società (Padana energia, Adriatica idrocarburi e Ionica gas), che hanno incorporato, rispettivamente, le attività operative delle Aree di Cavone, Pineto e Crotone.

✓ **La Divisione Gas & Power (*G&P*)**

Opera, in Italia, nell'approvvigionamento, nella vendita di gas naturale e nella produzione e vendita di energia elettrica e, nei Paesi extraeuropei, anche nei settori del trasporto e distribuzione del gas.

I principali cambiamenti organizzativi intervenuti nel periodo considerato, ed, in particolare, nel 2009, sono stati:

- la rivisitazione del modello operativo di business in seguito all'acquisizione della società belga Distrigas secondo le seguenti linee guida:
  - gestione integrata del portafoglio;
  - sviluppo di un Centro di Competenza Attività di compravendita Breve Termine Gas, allo scopo di valorizzare le competenze di Distrigas;
  - sviluppo integrato delle operazioni di compravendita di NGL di breve termine e gestione dei relativi contratti;
  - interfaccia commerciale unica per Area Geografica: Distrigas per il Benelux e divisione Gas &Power per le altre Aree;
  - consolidamento presidio supply gas lungo termine.
- l'impostazione, nel corso dell'ultimo trimestre del 2009, di un programma per la revisione del modello operativo Retail Gas & Power Italia allo scopo di offrire un

servizio del massimo livello, con l'obiettivo dell'aumento della base clienti di oltre un milione a fine 2012.

✓ **La Divisione Refining & Marketing (*R&M*)**

E' il primo operatore nel settore della raffinazione in Italia. Nella distribuzione di prodotti petroliferi è leader (con il marchio Agip) nel mercato italiano e ricopre importanti posizioni in vari Paesi del resto d'Europa.

I principali cambiamenti organizzativi intervenuti nel periodo sono stati:

- l'istituzione della funzione "Technical Development & Projects", per supportare la progettazione e la realizzazione degli investimenti di natura tecnica;
- individuazione delle soluzioni tecniche e organizzative finalizzate al miglioramento dei risultati operativi.

3.1.1.1. Le principali Società operative controllate in Italia ed all'estero

Le società controllate sono:

a. Polimeri Europa;
b. Syndial;
c. Saipem;
d. Snam rete gas;
e. Eni gas transport international.

✓ **Polimeri Europa**

La società gestisce, direttamente e tramite società controllate all'estero, la produzione e la commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, stirenici, elastomeri, polietilene).

✓ **Syndial**

La società gestisce le attività di dismissione di business/impianti ex petrolchimica ed ex minero-metallurgico, nonché le attività di risanamento ambientale dei siti industriali non più operativi.

Nel dicembre 2009 è stato costituito in Syndial un *centro di competenza* unico per l'approvvigionamento di beni e servizi ambientali, accentrando le strutture operanti in ambito ambientale.

✓ **Saipem**

La società, quotata nella Borsa Italiana (quota Eni 43%), opera a servizio dell'industria Oil & Gas nelle attività di ingegneria, costruzioni e di perforazioni sia offshore che onshore.

✓ **Snam rete gas**

Società quotata nella Borsa Italiana[59], è il principale operatore italiano di trasporto di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle relative infrastrutture. Opera in un settore di mercato oggetto della regolamentazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG).

Nel corso del 2009 Eni ha perfezionato l'operazione di cessione a Snam rete gas della totalità delle azioni delle società Italgas e Stogit al fine del conseguimento di maggiori sinergie economiche e operative.

Attraverso questa operazione è stato costituito il gruppo leader in Italia e uno dei maggiori operatori in Europa, nel settore dei business regolati, con un capitale investito di circa 20 miliardi di Euro, con una rete di trasporto e distribuzione gas, rispettivamente, pari a 31.000 ed a 58.000 chilometri, e con una capacità di stoccaggio di 14 miliardi di metri cubi inclusiva di 5 miliardi di metri cubi di riserva strategica.

✓ **Eni gas transport international (EGTI)**

Le principali aree di attività della società, operativa dal febbraio 2007, sono:

- coordinamento delle società di trasporto estero partecipate da Eni;
- commercializzazione dei servizi di trasporto in territorio Svizzero;
- attività operative specifiche rivolte alle società di trasporto.

Le società controllate estere delle divisioni di Eni spa sono partecipate dalle ~~fanno capo alle~~ seguenti subholding, tutte interamente possedute da Eni spa:

- Eni international bv, con sede nei Paesi Bassi;
- Eni investments plc, con sede in UK;
- Eni g&p Belgium sa, con sede in Belgio.

3.1.2. Unità di corporate (deputate all'erogazione di servizi per le aree di business)

Le direzioni/funzioni di Eni corporate svolgono funzioni di:

- presidio e gestione accentrata di servizi di supporto alle aree di business;
- indirizzo, coordinamento e controllo dell'attuazione di indirizzi strategici, di linee guida e di normative di riferimento nelle materie di competenza; coordinamento funzionale delle unità di staff delle divisioni e/o delle società controllate.

[59] Partecipata dall'Eni al 52,54%

Le unità di corporate comprendono:

1. le strutture del *Chief Financial Officer*[60], alle quali fanno capo i servizi:
   - finanza;
   - bilancio, amministrazione e incassi/pagamenti Italia (tramite Eni adfin[61]);
   - tesoreria e finanziamenti a medio-lungo termine (anche tramite Eni coordination center ed Eni finance USA);
   - bancari estero (tramite banque Eni[62]);
   - assicurativi (anche tramite Eni insurance);

2. le strutture del *Chief Corporate Operations Officer*[63], alle quali fanno capo i servizi:
   - procurement (anche tramite Eni servizi)[64];
   - ICT (information & communication technology);
   - HSOE (health, safety and operational environment)[65];
   - risorse umane: amministrazione, reclutamento, selezione e formazione del personale (anche tramite Eni corporate university ed Eni international resources);
   - security;
   - servizi generali ai business, alle persone e agli immobili (tramite Eni servizi);

3. *le altre direzioni/funzioni corporate di staff*:
   - Affari Societari e Governance;
   - Affari Legali;
   - Strategie e Sviluppo;
   - Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
   - Uffici di rappresentanza (Istanbul, Mosca ed Eni-USA).

Si è già cennato che alle dirette dipendenze del Chief Executive Officer opera la

---

[60] Responsabile dei servizi finanziari

[61] Con decorrenza 1°.12.2009 si è proceduto alla centralizzazione delle attività amministrative di Eni S.p.A. in un'unica organizzazione societarizzata, attraverso la cessione dei relativi rami d'azienda ad Eni administration & financial service (Eni adfin). Il nuovo modello organizzativo risponde all'esigenza di assicurare una maggiore omogeneità e la standardizzazione dei processi al fine di migliorare l'efficienza e la qualità dei servizi amministrativi

[62] I servizi erogati da Banque Eni erano svolti in precedenza da Eni International Bank, che ha cessato le proprie attività ed è attualmente in fase di liquidazione

[63] Vedi nota n. 58

[64] E' stata rivista l'articolazione organizzativa della funzione Procurement (ridenominata Global Procurement and Strategic Sourcing) con l'obiettivo di rafforzare il presidio sull'estero e di ottimizzare la pianificazione degli approvvigionamenti

[65] Nel corso del 2009 (con O.d.S. n. 517 del 10 aprile 2009), la funzione Salute, Sicurezza e Ambiente è stata posta alle dipendenze del Chief Corporate Operations Officer, in coerenza con il ruolo ad esso attribuito di presidio del processo di erogazione dei servizi operativi al business; nell'ambito della direzione Strategie e Sviluppo sono state mantenute le attività di definizione delle strategie in materia ambientale. Conseguentemente la funzione HSE è stata ridenominata HSOE (Health, Safety and Operational Environment)

direzione Internal Audit alle cui attività sovrintende il Comitato per il controllo interno. L'Internal Audit ha il compito di fornire (sulla base delle Linee di Indirizzo approvate dal CdA), al Chief Executive Officer e, per il tramite del Comitato per il Controllo Interno, al Consiglio di Amministrazione ed al Collegio Sindacale (quale "Audit Committee" secondo la legislazione statunitense), accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni sul disegno ed il funzionamento del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia.

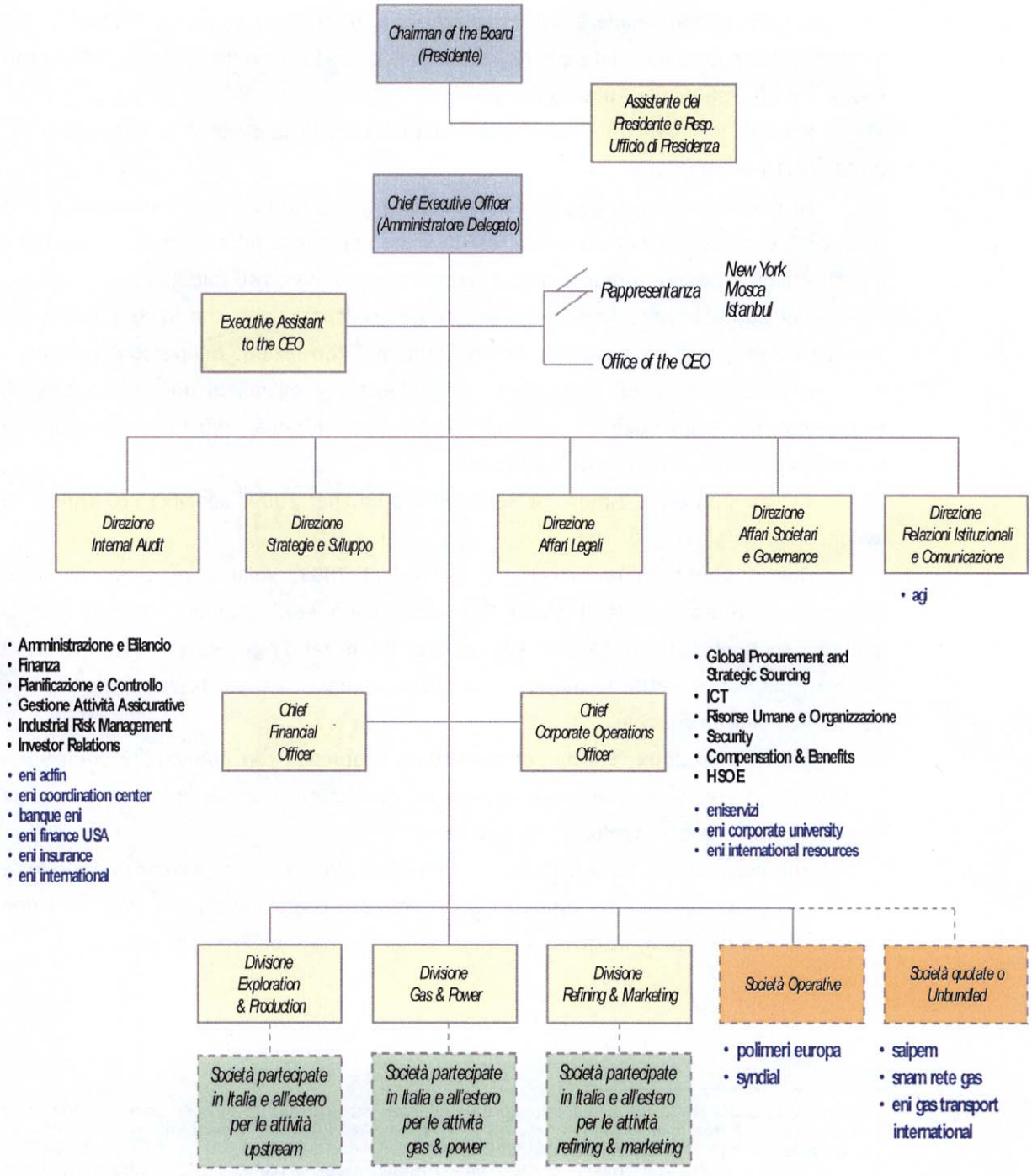
Completano il quadro delle unità di corporate: l'Executive Assistant to the Chief Executive Officer[66], l'Assistente del Presidente e Responsabile Ufficio di Presidenza[67] e l'Office of the Chief Executive Officer[68].

[66] (*Assistente esecutivo dell'Amministratore delegato*) svolge compiti affidati dal Chief Executive Officer. Ricopre cariche sociali in alcune società di Eni e, in attuazione delle procedure aziendali, autorizza l'acquisizione di consulenze nei limiti predeterminati

[67] Assiste il Presidente nello svolgimento dei compiti dello stesso

[68] (*Ufficio dell'Amministratore delegato*) è una struttura composta da risorse assegnate in via temporanea alla quale sono attribuiti compiti inerenti progetti speciali

L'attuale assetto organizzativo di Eni, può schematizzarsi come di seguito[69]:



[69] A tale schema si farà riferimento nel corso del presente referto

3.2. Rapporti dell'Eni con il territorio e le comunità

Le relazioni ai bilanci danno anche conto dell'azione che l'Eni costantemente conduce al fine di impostare i rapporti con le comunità dei territori in cui opera, sul dialogo, sulla collaborazione e sulla realizzazione di iniziative di sviluppo degli ambiti locali e delle popolazioni interessate, iniziative, di volta in volta, definite in appositi Protocolli d'Intesa con le Autorità competenti.

Per tali interventi a favore delle comunità locali la Società ha investito, nel 2009, 70,4 milioni di euro[70].

In particolare, in Angola è stato stipulato un apposito Protocollo d'Intesa, che prevede il contributo dell'Eni per la crescita sostenibile delle infrastrutture energetiche e per la realizzazione di progetti di formazione per professionisti angolani.

Nel 2009, è stato firmato un accordo di collaborazione con la Repubblica del Turkmenistan, per la definizione di un programma di formazione del personale locale.

In Kazakhstan, nel 2009, sono stati investiti 7 milioni di dollari per corsi di formazione per i dipendenti locali e circa 10 milioni di dollari per la realizzazione di scuole, ospedali, centri sportivi e culturali.

In Pakistan ed a Timor Est sono proseguiti, nel 2009, specifici programmi di sviluppo rurale[71].

Con riguardo, in particolare, all'Italia, nel 2009, sulla base di un apposito Protocollo d'Intesa con la Regione Basilicata, sono stati raggiunti accordi per lo sviluppo sostenibile relativamente alle attività Eni in Val d'Agri; sono stati organizzati incontri, pubblici dibattiti, iniziative di promozione turistica e per la valorizzazione del patrimonio culturale locale.

Nel maggio 2009, Eni ha sottoscritto un protocollo con l'Università degli Studi de L'Aquila e con il Ministero dell'Istruzione, finalizzato a sostenere la ricerca e la ripresa economica del capoluogo abruzzese.

Eni cura anche, avvalendosi di "Eni Foundation"[72], importanti iniziative a sostegno dell'infanzia e, nell'ambito dell'attività di ricerca nel campo dello sviluppo sostenibile sul territorio, attraverso l'azione della "Fondazione Eni Enrico Mattei"[73].

---

[70] Dei quali: il 61,8% per lo sviluppo di infrastrutture ed interventi sociali; il 15,8% nel campo dell'ambiente; l'8,4% per la formazione e l'addestramento professionale; il 5,6% nel settore culturale; il 5,4% nel settore della sanità; il 3% nel settore dell'istruzione

[71] Eni è anche presente con progetti per lo sviluppo rurale, e per la realizzazione di infrastrutture e di iniziative educative, per la costruzione di scuole, ospedali, pozzi, acquedotti, ecc., in numerosi altri Paesi, tra i quali, l'Algeria, l'Australia, la Repubblica del Congo, l'Ecuador, l'Egitto, l'India, l'Indonesia, la Libia, il Mali, il Monzambico, la Nigeria, la Norvegia, il Pakistan

[72] Costituita nel 2006, la Fondazione è particolarmente attiva nel continente africano anche nel campo della prevenzione per l'HIV

[73] Fondazione di ricerca costituita nel 1989

CAPITOLO IV

4. Le risorse umane

4.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo

Al 31 dicembre 2008 presso il Gruppo Eni operavano 78.880 dipendenti, con un aumento (tra nuove assunzioni e cessazioni) di 3.018[74] unità rispetto al 31 dicembre 2007 (pari al 4%). Del personale in servizio nel 2008, gli assunti in Italia[75] erano 39.480 (50,1% dell'occupazione complessiva), di cui 35.929 operanti sul territorio nazionale, 3.381 operanti all'estero e 170 marittimi.

Nel 2008 sono state assunte 2.517 unità di personale (per la massima parte laureati e diplomati), di cui 781 con contratto di lavoro a tempo determinato.

Le assunzioni a tempo indeterminato e con contratto di apprendistato (complessivamente 1.736 unità) hanno riguardato, pressoché nella totalità, personale laureato (1.048 unità) e diplomato (650 unità), inserito, prevalentemente, in posizioni operative. Nell'esercizio 2008 sono stati risolti 2.549 rapporti di lavoro, di cui 1.903 a tempo indeterminato e 646 a tempo determinato

Al 31 dicembre 2009 operavano 78.417 dipendenti, con una diminuzione (tra nuove assunzioni e cessazioni) di 463[76] unità rispetto al 2008; gli assunti in Italia erano 38.299 (48,9% dell'occupazione complessiva), di cui 34.794 operanti sul territorio nazionale, 3.282 operanti all'estero e 223 marittimi.

I dipendenti assunti ed operanti all'estero sono stati, nel 2009, 40.118 (51,1% dell'occupazione complessiva), con un aumento di 718 unità rispetto al 2008, di cui circa 650 riferite all'inserimento di personale con contratto a termine nel settore Ingegneria e Costruzioni, principalmente per nuovi progetti in Nigeria e l'avvio delle attività in Kazakhstan, e circa 160 unità riferite all'inserimento di personale locale in Exploration & Production, compensati da razionalizzazioni negli altri Settori, in particolare in Ungheria per il settore Gas & Power (Tigaz)

Nel 2009 sono state assunte 1.163 unità di personale (per la massima parte laureati e diplomati), di cui 491 con contratto di lavoro a tempo determinato.

Le assunzioni a tempo indeterminato e con contratto di apprendistato

---

[74] Di cui 2.965 locali all'estero e 53 occupati italiani

[75] I dipendenti assunti ed operanti all'estero sono stati, nel 2008, 39.400 (49,9% dell'occupazione complessiva), con un aumento di 2.965 unità, di cui circa 1.800 riferite all'inserimento di personale nel settore Ingegneria & Costruzioni, da ricondurre, principalmente, all'aumento delle attività in area Caspio (Kazakhstan, Kashagan project) e Venezuela (commesse di perforazione), e 1.624 unità riferite al settore Exploration & Production, in gran parte relative all'acquisizione di Burren e First Calgary Petroleums (1.150 unità). Nel settore Gas & Power l'acquisizione di Distrigas ha riguardato 135 unità, mentre, nel settore Refining & Marketing, è stata portata a termine la cessione del personale Agip Spagna (850 unità) a Galp Energia

[76] Pari allo 0,6%, determinato dal decremento di 1.181 occupati italiani e dall'incremento di 718 occupati all'estero

(complessivamente 672 unità) hanno riguardato, prevalentemente, personale laureato (359 unità) e diplomato (282 unità) inserito in posizioni operative. Nell'esercizio 2009 sono stati risolti 2.357 rapporti di lavoro, di cui 1.634 a tempo indeterminato e 491 a tempo determinato.

Occupazione

	31.12.2008	31.12.2009	Variazione
Exploration & Production	10.891	10.870	(21)
Gas & Power	11.692	11.404	(288)
Refining & Marketing	8.327	8.166	(161)
Petrolchimica	6.274	6.068	(206)
Ingegneria e Costruzioni	35.629	35.969	340
Altre attività	1.070	968	(102)
Corporate e società finanziarie	4.997	4.972	(25)
TOTALE	**78.880**	**78.417**	**(463)**

Il costo del lavoro, pari ad €/milioni 4.004, nel 2008 è aumentato di €/milioni 204 (+5,4%), principalmente per effetto della crescita del costo del lavoro unitario in Italia, dell'aumento dell'occupazione all'estero nel settore Exploration & Production e per l'incremento di attività nel campo Ingegneria e Costruzioni[77].

Il costo del lavoro, pari ad €/milioni 4.181, nel 2009 è aumentato di €/milioni 177 (+ 4,4%), per effetto della crescita del costo del lavoro unitario in Italia e all'estero, dell'aumento dell'occupazione media all'estero (per l'acquisizione di Distrigas nel settore Gas & Power e per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni ed Exploration & Production) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Nel settore della formazione delle risorse umane, sono stati impiegati, nel 2008, 60 milioni di Euro (di cui 34 in Italia e 26 all'estero, per complessive 2.901.425 ore di formazione), oltre a 33 milioni di Euro (per 524.214 ore) per il personale di società non consolidate in particolare all'estero[78].

---

[77] Nel 2007 – come segnalato nel precedente referto – era sostenuto un costo non ricorrente (€/milioni 83) per la rideterminazione (c.d. curtailment) del fondo Trattamento di Fine Rapporto relativo alle imprese italiane a seguito delle modifiche recate dalla legge finanziaria 2007. Questi incrementi sono stati attenuati dall'effetto cambio

[78] Nel 2008 è stata avviata la seconda edizione del Master in General Management in collaborazione con SDA Bocconi e Politecnico di Milano; è stato realizzato un Master Universitario di 2° livello per la formazione di esperti nella progettazione, sviluppo e gestione di sistemi integrati; è stato avviato un piano di formazione in materia di compliance Eni dedicato al nuovo codice etico ed al nuovo modello 231, al testo unico sulla sicurezza ed alla revisione di tutti i programmi e percorsi formativi SOA ed in generale sui sistemi di controllo interno. La Scuola Mattei dal 1957 svolge attività di formazione post universitaria e

Nel 2009 sono stati spesi per la formazione 49,2 milioni di euro (di cui 30,4 in Italia e 18,8 all'estero, per complessive 3.097.487 ore di formazione), cui si aggiungono 21,2 milioni di euro (per 807.969 ore di formazione), con riferimento alle società non consolidate in particolare all'estero[79].

(in milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo Eni	**2008**	**2009**
Salari e stipendi	3.204	3.330
Oneri sociali	694	706
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	107	137
Altri costi	282	342
	4.287	**4.515**
A dedurre:		
-incrementi per lavori interni – attività materiali	(235)	(280)
-incrementi per lavori interni – attività immateriali	(48)	(54)
Totale	**4.004**	**4.181**

4.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.

Il numero dei dipendenti in servizio di Eni S.p.A. era di 12.708 unità al 31 dicembre 2008 e di 12.063 al 31 dicembre 2009

La seguente tabella espone l'andamento del numero del personale nel biennio:

Personale Eni s.p.a. in servizio al 31.12

	31.12.2008	**31.12.2009**	**Variazione**
Dirigenti	592	549	(43)
Quadri	4.079	3.936	(143)
Impiegati	6.578	6.275	(303)
Operai	1.459	1.303	(156)
Totale	**12.708**	**12.063**	**(645)**

In Eni S.p.A., il costo del lavoro, nel 2008, è stato di €/milioni 1.033, con un aumento dell'8,7% rispetto all'esercizio 2007 (€/milioni 950). Al netto della variazione dei proventi non ricorrenti di €/milioni 32 rilevati nel 2007[80], il costo del lavoro è aumentato di €/milioni 51 per effetto dell'aumento del numero dei dipendenti, della dinamica retributiva e della fusione di Praoil Oleodotti Italiani S.p.A. e AgiFuel S.p.A.,

ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente. Dalla sua fondazione, la Scuola ha formato 2.656 giovani, di cui 1.466 non italiani provenienti da oltre 100 Paesi. All'anno accademico 2008/2009 hanno partecipato 89 allievi (55 stranieri e 34 italiani)

[79] Nel corso del 2009 sono stati implementati i sistemi informatici di supporto; sono stati avviati progetti nella divisione Gas & Power per la realizzazione del portale di *knowledge management* e lo sviluppo di comunità di pratica sia in Divisione che in EniPower; è stato inaugurato il 53° Anno Accademico della Scuola Mattei che dal 1957 svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente: l'anno accademico 2009-2010 vede la partecipazione di 59 allievi (31 risorse straniere e 28 risorse italiane)

[80] Derivata – come più sopra già ricordato - dalla rideterminazione al 31 dicembre 2007 del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2007

operativa dal 1° gennaio 2008.

Nel 2009, il costo del lavoro è stato di €/milioni 1.077, con un aumento del 4,3% rispetto all'esercizio 2008.

Il costo del lavoro di Eni spa

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2008	2009
-Salari e stipendi	742	743
-Oneri sociali	218	224
-Oneri per programmi a benefici definiti	88	98
-Costi del personale in comando	53	58
-Altri costi	62	90
	1.163	**1.213**
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(87)	(83)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(40)	(49)
-ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(3)	(4)
TOTALE	**1.033**	**1.077**

Compensi corrisposti ai Direttori Generali e ad altri Dirigenti con responsabilità strategiche[81]:

(migliaia di euro)

2008	Benefici non monetari	Bonus ed altri incentivi	Altri compensi[82]	TOTALE
Direttori Generali				
• Divisione E&P[(a)]	1	2.294[(b)]	3.825[(c)]	**6.120**
• Divisione E&P[(d)]	1	0	268	**269**
• Divisione G&P	1	856[(e)]	710	**1.567**
• Divisione R&M	2	268	565	**835**
Altri Dirigenti con resp. strategiche[(f)]	12	3.137	6.475[(g)]	**9.624**

(a) In carica fino al 31 luglio 2008
(b) Comprende l'erogazione pro quota dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006, 2007 e 2008
(c) Comprende le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro
(d) In carica dal 1° agosto 2008
(e) Comprende l'erogazione degli incentivi di lungo termine attribuiti nel 2005 da Snam Rete Gas per la carica di Presidente della Società ricoperta fino al 23 dicembre 2005
(f) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio ed insieme all'Amministratore delegato ed ai Direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di direzione della Società (otto dirigenti)
(g) Comprende le somme corrisposte a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro

[81] La deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 all'art. 78 ha prescritto che siano nominativamente indicati in bilancio i compensi erogati dalla Società e dalle controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali ed ai dirigenti con responsabilità strategiche

[82] Nella colonna è indicata la parte fissa ed altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro

(migliaia di euro)

2009[83]	Benefici non monetari	Bonus ed altri incentivi	Altri compensi	TOTALE
Direttori Generali				
• Divisione E&P	3	772	734	**1.509**
• Divisione G&P	1	1.002	745	**1.748**
• Divisione R&M	2	648	642	**1.292**
Altri Dirigenti con resp. strategiche[(a)]	15	4.179	4.266	**8.460**

(a) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio ed insieme all'Amministratore delegato ed ai Direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di direzione della Società ed i direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (otto dirigenti)

4.3. Piani di incentivazione

Eni è solita impostare piani di incentivazione monetaria o in forma azionaria (con l'assegnazione e riconoscimento di diritti di acquisto su azioni Eni) per i dirigenti della Società e delle controllate.

In particolare – se ne è già cennato riferendo nel precedente paragrafo 3 sui compensi corrisposti all'Amministratore delegato in qualità di Direttore generale -, i piani di incentivazione monetaria differita 2006/2008 e 2009/2011 hanno previsto l'attribuzione annuale di un incentivo, da erogarsi dopo tre anni, in una percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio ed approvati dal Consiglio di Amministrazione .

La tabelle che seguono indicano gli incentivi base attribuiti nel 2008 e nel 2009:

(migliaia di euro)

	Incentivo base attribuito nel 2008	Incentivo base attribuito nel 2009
Amministratore delegato e Direttore generale	1.023	786,5
Divisione E&P[(a)]	494	0
Divisione E&P[(b)]	215	340
Divisione G&P	385	349,5
Divisione R&M	312	307
Altri Dirigenti con resp. strategiche[(c)]	1.732[(d)]	1.612

(a) In carica fino al 31 luglio 2008
(b) In carica dal 1° agosto 2008
(c) Otto dirigenti
(d) Comprende l'impegno attribuito da Saipem nei confronti di un dirigente con responsabilità strategiche in Eni dal 1° agosto 2008

Quanto ai piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria, si è già segnalato, nel precedente referto che, nel 2006, il Consiglio di Amministrazione ha previsto l'attribuzione di azioni proprie (sino ad un numero massimo di 6,5 milioni,

[83] Il valore medio dei compensi del Mercato Executive dei Grandi Gruppi Industriali in Italia per il 2009, indicato nella Banca Dati Hay Group, è di circa 1.709.00,00 euro annui

pari allo 0,162% del capitale sociale) ai dirigenti, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali ed individuali prefissati[84].

Al 31 dicembre 2008, in attuazione di tale piano, sono state assegnate, complessivamente, 3.498.700 azioni; il piano di stock grant[85] è stato sostituito nel 2006 con quello di incentivazione monetaria differita di cui si è detto più sopra.

Tra i piani di incentivazione in forma azionaria, quelli di "stock option"[86] prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti direttamente responsabili dei risultati[87].

Nel maggio 2006, l'Assemblea ha approvato un nuovo piano di "stock option" 2006/2008 ed ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad attribuire fino ad un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale); è stato anche previsto che al termine di ciascun triennio di assegnazione il Consiglio di Amministrazione determinasse il numero delle opzioni esercitabili in una percentuale compresa tra zero e 100, in funzione – si è più sopra ricordato - del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto alle sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione[88].

Al 31 dicembre 2008[89], in attuazione del piano suddetto, risultano esercitate n. 85.900 opzioni, decadute n. 1.706.675 opzioni ed in essere 18.800.925 opzioni[90].

Sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2006/2008

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (€)	Numero di opzioni
ANNO 2006	338	23,119[(a)]	7.050.000
ANNO 2007	333	27,451[(b)]	6.128.500
ANNO 2008	346	22,540[(b)]	7.415.000
			20.593.500

(a) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione

(b) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione

L'Amministratore delegato, in qualità di Direttore generale della Società,

---

[84] Il piano (di "stock grant") 2003/2005 ha previsto l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie entro il 45° giorno successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione

[85] Le stock grant sono azioni che vengono attribuite al dipendente a titolo gratuito

[86] Le stock option sono diritti di acquisto di azioni ad un prezzo di esercizio prestabilito

[87] I diritti di opzione consentono a ciascun interessato di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1 ad un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato telematico azionario gestito dalla Borsa italiana S.p.A. nel mese precedente l'assegnazione, o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione

[88] Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario

[89] Alla stessa data, in attuazione dei piani 2002/2004 e 2005 (di cui si è cennato nei precedenti referti), risultano esercitate n. 11.928.000 opzioni, decadute n. 349.000 opzioni ed in essere 4.756.500 opzioni

[90] Il regime fiscale agevolato per le stock option – introdotto dal D. L.gvo n. 505/1999 e successivamente modificato dal D.L. n. 262/2006 – è stato abolito dall'art. 82, comma 23 e segg., del D.L. n. 112/2008 (convertito con modificazioni dalla L. n. 133/2008)

partecipa ai piani di incentivazione.

Relativamente al 2009, si è già cennato che il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 25 marzo 2009, ha deliberato di non attuare, per tale anno, il piano di stock option per le risorse manageriali "critiche"[91], facendo carico all'Amministratore delegato dell'impostazione di uno strumento alternativo di incentivazione

Il 18 novembre 2009 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato per l'Amministratore Delegato un nuovo Piano di incentivazione di lungo termine di tipo monetario a compensazione ed in sostituzione del piano di stock option 2009. Il 16 dicembre successivo, il Compensation Commitee, condivisa l'esigenza di mantenere un collegamento tra il sistema di incentivazione del vertice e quello dei manager, ha approvato la proposta di estendere, a questi dal 2010, il nuovo Piano di incentivazione di lungo termine di tipo monetario (in sostituzione del piano di stock option).

I piani di stock grant e di stock option del 2008 e del 2009 hanno comportato per l'Eni un costo di 25 milioni di euro nel 2008 (a fronte dei 20 e 27 milioni di euro del 2006 e del 2007)[92].

[91] Circa 400 posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo

[92] Tale onere rappresenta il costo dei piani di stock grant e di stock option di competenza dell'esercizio, che, in coerenza con i principi contabili, è determinato sulla base del valore di mercato (fair value) di tali strumenti alla data di assegnazione

CAPITOLO V

5. Controversie e problematiche particolari

Come riferito nelle precedenti relazioni, Eni è interessata da numerosi procedimenti civili, amministrativi o penali connessi con lo svolgimento dell'attività operativa.

Tenuto anche conto del dimensionamento dei relativi fondi rischi, l'Eni è dell'avviso che le varie controversie non dovrebbero comportare effetti significativi sul bilancio consolidato della Società.

Nel far rinvio ai dettagliati elementi contenuti, al riguardo, nelle relazioni ai bilanci consolidati 2008 e 2009, si segnalano di seguito i più rilevanti procedimenti indicati nelle dette relazioni[93].

5.1. Ambiente

5.1.1. Contenzioso penale

Eni SpA

Subsidenza

In relazione ad un procedimento in corso presso il Tribunale di Ravenna[94] sull'assunta subsidenza imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel nord Adriatico, una commissione scientifica di esperti internazionali specializzati, appositamente costituita da Eni, ha ritenuto che non siano ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente dalla subsidenza indotta dall'estrazione.

All'esito delle rinnovate indagini preliminari la Procura della Repubblica di Ravenna ha presentato richiesta di archiviazione del procedimento penale.

Gela

- Nel 2002, la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già Enichem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Nel 2010, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione.
- Nel 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è

[93] Relativamente ai quali, salva diversa indicazione riportata nelle relazioni ai bilanci consolidati, non è stato previsto alcuno specifico stanziamento, perché l'Eni ha ritenuto improbabile un esito sfavorevole, od in quanto l'ammontare dell'eventuale costo non era, allo stato, quantificabile in misura attendibile

[94] Nel quale si sono costituiti parte civile la Regione Veneto, altri enti territoriali e due soggetti privati

concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007, la Procura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello avanti alla Corte di Appello di Caltanissetta. Nel 2010 la Corte d'Appello di Caltanissetta ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati.

Priolo

- Nel 2006, la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo per un incendio sviluppatosi nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA (alla quale l'impianto era stato ceduto dall'Eni nel 2002).
- La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per l'accertamento della contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Nel 2010, è stata depositata la relazione di consulenza tecnica, secondo la quale i terreni e la falda del sito di Priolo sono contaminati.

Syndial SpA

Porto Torres

La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore dello stabilimento Syndial di Porto Torres e di direttori e di amministratori di altre società operanti nel sito, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione.

5.1.2. Contenzioso civile e amministrativo

I seguenti procedimenti hanno interessato la Syndial S.p.A. (ex Enichem S.p.A.):

- vertenza (per la quale è in corso un tentativo di soluzione stragiudiziale) avviata sin dal 1992 dal Ministero dell'Ambente davanti al Tribunale di Brescia per l'inquinamento causato dallo stabilimento di Mantova;
- citazione presentata (il 13 dicembre 2002) dalla Provincia di Venezia davanti a quel Tribunale per danni alla laguna causati dagli impianti di Porto Marghera;
- procedimento avviato (nel 2003) davanti al Tribunale di Milano dal Presidente della Regione Calabria per danni ambientali (per 129 milioni di euro) e patrimoniali (per 250 milioni di euro) determinati dall'attività industriale nel territorio di Crotone; nella causa è intervenuta anche la Provincia di Crotone, con una richiesta di danni per 300 milioni di euro; nel 2006, la Presidenza del Consiglio dei Ministri ed il Ministero dell'Ambiente hanno parimenti convenuto la Syndial in giudizio per il danno ambientale causato nel Comune di Crotone dall'attività industriale della

Pertusola Sud S.p.A.;

- procedimento avviato (nel 2003) dal Ministero dell'Ambiente per i danni causati dall'inquinamento da DDT nel periodo 1990/1996. Con sentenza del 3 luglio 2008, il Tribunale di Torino ha condannato la Syndial S.p.A. a risarcire un danno di 1.833,5 milioni di euro; sentenza ritenuta dai consulenti della Società errata nel merito ed incongrua nella quantificazione del risarcimento. Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado;
- procedimento avviato dal Comune di Carrara davanti al Tribunale di Genova per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e per il risarcimento dei danni ambientali verificatisi in seguito ad un incidente occorso nel 1984; con sentenza del marzo 2008, il Tribunale ha respinto sia la domanda del Comune che quella presentata, successivamente, dal Ministero dell'Ambiente (i quali hanno ricorso in appello);
- vertenza con il Ministero dell'Ambiente sulla concentrazione di mercurio nella rada di Augusta; il procedimento – nel corso del quale sono intervenute pronunce del Tar di Catania e del Consiglio di Giustizia Amministrativa - relativamente al quale, è stata anche proposta questione pregiudiziale davanti alla Corte di Giustizia della Cee, che, il 9 marzo 2010, si è pronunciata in senso favorevole (la Procura ha richiesto l'archiviazione del relativo procedimento penale).

Eni SpA

Nel marzo 2009, è stato notificato alla Società un atto di citazione per revocatoria fallimentare di tutti i pagamenti effettuati da Valore Group, Valore Airlines e Air Europe in favore di Eni e della controllata Sofid dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004 per un ammontare complessivo di 46 milioni di euro.

5.2. Altri procedimenti giudiziari ed arbitrali

Syndial SpA (ex Enichem SpA)

Nel 1991, Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA, vantando crediti per 182 milioni di euro (oltre ad interessi e rivalutazione) per forniture di fertilizzanti, che originariamente erano vantati da Enichem Agricoltura SpA e Terni Industrie Chimiche SpA (oggi entrambe Syndial SpA) nei confronti di Federconsorzi.

Saipem SpA

Saipem partecipa ai consorzi Cepav Uno e Cepav Due per la realizzazione delle

tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna e Milano-Verona. Nel 2003, relativamente alla tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, è stata stipulata un'integrazione al contratto tra il consorzio Cepav Uno ed il committente Tav, per la revisione di alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori ed un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro, poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Nel 2006 è stata notificata a Tav domanda di arbitrato.

5.3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre autorità regolamentari

5.3.1. Antitrust

Eni SpA

- Nel 1999, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione di un procedimento avviato nel 1997, ha ravvisato l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale, da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002), irrogando la sanzione di 2 milioni di euro e chiedendo l'eliminazione delle infrazioni accertate. Il provvedimento è stato impugnato dalla Snam al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, con richiesta incidentale di sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale ha accolto la richiesta di sospensiva, non impugnata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato; il giudizio di merito è pendente davanti al T.A.R. Lazio.
- Nel maggio 2006, la Commissione Europea ha notificato l'ingiunzione ad Eni ed a tutte le società da essa controllate, di sottoporsi a un accertamento ispettivo, teso a verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, che ostacolassero l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o fossero rivolti a ripartire il mercato con altre imprese operanti nel settore della fornitura e/o trasporto del gas naturale. Analoghe iniziative erano state assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio. Nel 2009, Eni ha ricevuto dalla Commissione Europea una comunicazione di addebiti, dalla quale potrebbe conseguire l'imposizione di rimedi strutturali e di un'ammenda. Nel 2010, Eni, pur ribadendo la legittimità del proprio operato, ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale volti a determinare la chiusura della procedura, impegni che la Commissione si è riservata di valutare.

- Nel periodo 2005/2008, la Commissione della Comunità Europea, in seguito ad un accertamento sull'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate ad intese o pratiche restrittive della concorrenza nel settore delle paraffine, ha condannato Eni al pagamento di una sanzione di euro 29.120.000. Eni, pagata la sanzione (che ha trovato copertura nel fondo rischi), ha presentato ricorso avverso la decisione di condanna.
- Nell'aprile 2006, Eni ha impugnato davanti al Tribunale Amministrativo per il Lazio il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato aveva deliberato che costituiva abuso di posizione dominante l'esecuzione, nel 2003, del piano di potenziamento del gasdotto di importazione del gas naturale dall'Algeria ed inflitto ad Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro, poi ridotti a 290 milioni di euro. Il Tar del Lazio ha accolto in parte il ricorso proposto da Eni, annullando la quantificazione della sanzione; la sentenza del T.A.R. è stata impugnata sia dall'A.G.C.M. che da Eni.
- Nel 2009, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria nei confronti di una serie di operatori impegnati nella vendita e nella distribuzione di gas in Italia, tra i quali Eni e Italgas, nella quale ipotizza un asserito abuso di posizione dominante.

Eni SpA, Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

Nel 2002, le autorità europee e statunitensi hanno avviato indagini su possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri. Attualmente risulta ancora pendente, innanzi alla Commissione Europea, una sola indagine.

5.4. Contenziosi fiscali

Italia - Eni SpA

Mare Adriatico

Nel dicembre 1999, il Comune di Pineto ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'Ici, per gli anni 1993/1998, per alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nel mare Adriatico prospicienti il territorio comunale.

Estero

Agip Karachaganak BV

Nel luglio 2004, le Autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak Bv e Karachaganak Petroleum Operating Bv gli esiti di *audit* fiscali

relativi agli esercizi 2000-2003. Le società avevano presentato ricorso avverso gli avvisi di accertamento ed il 18 novembre 2004 era stato raggiunto un accordo preliminare sulla modifica dell'avviso tramite autotutela. L'avviso di accertamento è stato comunque emesso, con riscossione coattiva dell'importo. Le Società si riservano il diritto di proseguire il contenzioso attraverso procedura arbitrale internazionale.

Eni Angola Production BV

Nel 2009, il Ministero delle Finanze angolano ha emesso avvisi di accertamento per gli anni 2002-2007, contestando ad Eni Angola Production Bv la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della *Petroleum Income tax*.

5.5. Indagini della Magistratura

EniPower

- Nel giugno 2004, sono state inviate informazioni di garanzia ad Eni Power (committente) ed a Snam progetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) per responsabilità ex Decreto legislativo 231/2001. Essendo emersa la dazione di danaro ad un dirigente di Eni Power da parte di aziende fornitrici, il dirigente è stato licenziato. Nel 2007 il P.M. ha chiesto lo stralcio dal procedimento, per la successiva archiviazione, delle due società suddette (che si sono costituite parte civile nei confronti di dipendenti e dirigenti delle stesse e di società fornitrici coinvolti nella vicenda).
- Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo aveva aperto un'indagine per reati relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower, in seguito alla quale, l'Amministratore Delegato di EniPower ed il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca erano stati rinviati a giudizio. All'udienza del 6 aprile 2009 il Giudice ha pronunciato sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione.

Trading

La Procura della Repubblica di Roma, nel 2005, ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione, nell'ambito di un procedimento che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi. Nel procedimento Eni è parte offesa. Il giudice per le indagini preliminari ha rigettato gran parte della richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero.

Consorzio TSKJ

La US Securities and Exchange Commission (SEC), lo US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, stanno indagando su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio Tskj a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: sin dal giugno del 2004, Eni e Saipem/SnamProgetti hanno risposto volontariamente alle richieste di informazioni (da parte della SEC e del DoJ) in relazione alle indagini in corso. Nel febbraio 2009, KBR e la precedente società controllante, Halliburton, hanno reso noto di avere concluso un accordo con SEC e DoJ in riferimento alla vicenda TSKJ e ad altre vicende non specificate. KBR/Halliburton si è dichiarata colpevole con riferimento alle accuse di violazione del Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) per condotte derivanti dalla loro partecipazione alla TSKJ e concordato di pagare una sanzione di 402 milioni di dollari, ed ha stipulato una transazione civile con SEC per 177 milioni di dollari. La vicenda TSKJ, tenuto conto anche degli accordi intervenuti tra KBR, DoJ e SEC, potrebbe comportare (oltre che azioni nei confronti delle persone fisiche coinvolte) responsabilità a carico degli altri consorziati; la legislazione statunitense prevede, in caso di accertate condotte illecite, l'applicazione di sanzioni pecuniarie che potrebbero essere molto rilevanti, e (congiuntamente o meno) di significative misure correttive. Allo stato, essendo ipotizzabile una chiusura transattiva della vicenda con le autorità statunitensi, l'Eni ha ritenuto di effettuare uno stanziamento di 250 milioni di euro[95], in particolare a fronte degli obblighi contrattuali di indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di SnamProgetti SpA.

In Italia: per la vicenda TSKJ sono state avviate, sin dal 2004 indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano, la quale, nel 2009, ha emesso un decreto di perquisizione e sequestro nei confronti di Saipem/SnamProgetti, ed ha sottoposto a indagine più persone, tra le quali almeno un ex dirigente di SnamProgetti. Nello stesso anno, la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto al GIP l'interdizione di Eni S.p.A. e di Saipem S.p.A. dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate, rilevando, tra l'altro, l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza. L'Eni osserva al riguardo che già al tempo degli eventi di cui trattasi, erano in vigore un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche; procedure che sono state via via

[95] Importo che potrà aumentare nel 2010 per effetto dell'oscillazione dei cambi

affinate, sino all'adozione, nel marzo 2008, del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231, nei quali è stato ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare comportamenti in contrasto con i principi ed i contenuti del Codice. Il 23 aprile 2009 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni, anche in relazione alla vicenda TSKJ, ha invitato a verificare le procedure aziendali in tema di anti-corruzione, e ad apportare eventuali correzioni, deliberando che, nell'ipotesi di accertamento di responsabilità di dipendenti o collaboratori, siano, comunque, tutelati interessi ed immagine dell'Eni. Il 21 ottobre 2009, il GIP ha respinto la cennata richiesta di misura cautelare. Il 19 gennaio 2010, il Giudice del Riesame ha ritenuto infondato nel merito l'appello che la Procura aveva presentato nei confronti dell'ordinanza del Gip ed il successivo 19 febbraio, la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, per l'annullamento di tale ordinanza del Giudice del Riesame.

Misurazione del gas

- Nel maggio 2007, è stato notificato a Eni SpA e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito di un procedimento avviato dalla Procura della Repubblica presso il tribunale di Milano. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise, alla fatturazione ai clienti, nonché ai rapporti con le Autorità di vigilanza. Nel 2009 è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini, dal quale risultano sottoposti a indagine n. 14 dipendenti o ex dipendenti di Eni SpA e di altre società del Gruppo.
- Nel maggio 2009, l'Autorità Garante per l'Energia Elettrica e il Gas ha contestato ad Eni la non corretta applicazione del coefficiente di misura K per la contabilizzazione del gas naturale, ed ha comminato alla Società una sanzione amministrativa di euro 1.023.000,00 (che trova copertura nel relativo fondo rischi). Eni, pur avendo proposto ricorso al Tar contro tale provvedimento, ha comunque provveduto al pagamento della sanzione.

Agip KCO NV

Nel 2007, il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato alla società Agip KCO Nv l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito alla assegnazione, avvenuta nel 2005, di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors Gmbh.

Kazakhstan

Nel 2009, la Procura della repubblica di Milano ha richiesto all'Eni SpA la

trasmissione – con riferimento a ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati – di rapporti di audit e ogni altra documentazione concernenti eventuali anomalie di gestione e/o criticità relativamente all'impianto di Karachaganak ed al progetto Kashagan.

CAPITOLO VI

6. I risultati della gestione

6.1. I risultati dell'esercizio 2008

Nel 2008, nonostante l'insorgere della grave crisi finanziaria ed economica e delle incertezze dei mercati energetici che si sono accentuate negli ultimi quattro mesi dell'anno, la Società ha conseguito rilevanti risultati sia economici, che operativi, con una crescita tra le più elevate del settore, grazie alla quale l'Eni – riconosciuta quale società dal più elevato indice di sostenibilità nel settore oil e gas – ha potuto distribuire agli azionisti l'importo complessivo di 5,7 miliardi di euro.

L'utile netto è ammontato, nel 2008, a 8,8 miliardi di euro; l'utile netto adjusted[96] a 10,2 miliardi di euro, con un incremento del 7,7% rispetto al 2007; la remunerazione del capitale investito[97] è stata del 17,6%; il flusso di cassa netto[98] ha raggiunto il livello record di 21,8 miliardi di euro, che ha permesso investimenti per 18,9 miliardi di euro.

A fine 2008 il rapporto tra indebitamento e mezzi propri[99] è stato pari a 0,38 ed è stato distribuito ai soci un dividendo di 1,30 euro per azione[100].

Quanto, in particolare, alla produzione di idrocarburi (Divisione Exploration & Production), può segnalarsi che, nel 2008, in un contesto di prezzi del petrolio elevati, è stato raggiunto l'eccezionale livello produttivo di 1,797 milioni di barili al giorno, del 3,5% superiore a quello del 2007[101], anche in seguito all'acquisizione, nel 2007 e nel 2008, di nuovi asset nel Golfo del Messico, in Congo ed in Turkmenistan ed alla crescita in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela.

Le riserve certe di idrocarburi[102], al 31 dicembre 2008[103], sono ammontate a 6,6 miliardi di boe[104] ed il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è stato pari al 135%, corrispondente ad una vita utile residua delle riserve di 10 anni.

Nel 2008, Eni ha acquisito dalla Società francese Suez Gaz de France la quota

---

[96] L'utile netto adjusted è una misura di performance intesa a facilitare l'analisi dell'andamento del budget ed una più agevole comparabilità dei risultati. In particolare, l'Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted, ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio

[97] Roace

[98] Cash flow

[99] Leverage

[100] Di cui 0,65 euro distribuiti come acconto nel settembre 2008

[101] Con un prezzo medio di riferimento del Brent di 97 dollari/barile (+ 33,7% rispetto al 2007)

[102] Le "Riserve certe" rappresentano le quantità di olio e gas, che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti

[103] Quantificate sulla base del riferimento del Brent a 36,5 dollari/barile

[104] Barili petrolio equivalenti

di maggioranza, del 57,243%, dell'operatore del gas belga Distrigas. Operazione del valore di 2,7 miliardi di euro, che ha rafforzato la leadership di Eni nel mercato europeo del gas.

Il 31 ottobre 2008 Eni ed i partner del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) hanno stipulato un accordo con il Kazakhstan per il progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan[105].

Nel 2008 sono stati investiti 1.918 milioni di euro (+ 15,6% rispetto al 2007) nell'attività di esplorazione, con il completamento di 111 nuovi pozzi esplorativi. Le principali scoperte si sono avute in Angola, Australia, Congo, Croazia, Egitto, Golfo del Messico, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito e Tunisia.

Le vendite di gas naturale (Divisione Gas & Power) nel mondo sono state pari a 104,23 miliardi di metri cubi, con un aumento del 5,3% rispetto al 2007, grazie all'acquisizione di Distrigas ed alla crescita sui mercati europei, compensati dalla riduzione del -5,8% registrata sul mercato italiano.

In tale comparto, l'utile netto adjusted (2,65 miliardi di euro) è, peraltro, diminuito (del 9,7%) rispetto al 2007 per effetto, principalmente, dell'incentivarsi della concorrenza, in specie in Italia.

Nel 2008 si sono avute rilevanti ulteriori acquisizioni. In particolare, è stato acquisito il 100% di Burren Energy (valore 2,4 miliardi di euro) con asset di produzione in Congo e Turkmenistan[106].

Con effetti economici dal 1° gennaio 2008, è stato perfezionato l'accordo minerario strategico definito nell'ottobre 2007 tra Eni e la società petrolifera di Stato libica NOC, che, tra l'altro, prevede la durata dei titoli minerari Eni in Libia fino al 2042 per le produzioni ad olio e fino al 2047 per quelle a gas. E' stata acquisita (per 0,7 miliardi di euro) la società canadese First Calgary Petroleum Ltd., attiva nella esplorazione di idrocarburi in Algeria. E' stato acquistato il 52% del capitale sociale della Hewett Unit nel mare del Nord al fine di realizzare una capacità di stoccaggio di 5 miliardi di metri cubi a supporto della domanda di gas del Regno Unito.

Nel 2008, la Divisione Refining & Marketing ha conseguito un utile netto adjusted di 510 milioni di euro (con un aumento del 59,9% rispetto al 2007), per effetto della crescita in Italia dei margini dell'attività di raffinazione e di quella commerciale.

La Divisione Ingegneria & Costruzioni ha conseguito, nel 2008, un utile netto adjusted di 784 milioni di euro (con un incremento del 19,1% rispetto al 2007).

Nel 2008, la petrolchimica ha invece riportato una perdita dell'utile netto

---

[105] Il "primo petrolio" è atteso per il 2012, con una produzione stimata in 300 mila barili/giorno, che raggiungerà i 370 mila barili/giorni nel 2014

[106] Tale acquisizione ha anche consentito l'integrazione in Eni della società petrolifera indiana Hindustan Oil Exploration

adjusted di 306 milioni di euro a causa dell'incremento del costo della carica petrolifera nei primi tre trimestri dell'anno e della flessione della domanda nell'ultimo trimestre.

6.2. I risultati dell'esercizio 2009

Nel 2009, nel contesto della peggiore recessione economica degli ultimi sessanta anni, l'Eni ha, comunque, raggiunto risultati rilevanti, ottenendo, anche in tale esercizio, il riconoscimento di società con il più elevato indice di sostenibilità tra quelle del settore Oil & Gas inserite nel Dow Jones Sustainability Index.

L'utile netto, nel 2009, è ammontato a 4,37 miliardi di euro; l'utile netto adjusted a 5,21 miliardi di euro, con una riduzione del 48,8%, rispetto al 2008, per effetto della flessione dell'utile operativo del settore Exploration & Production[107] determinato dalla considerevole diminuzione, nei primi nove mesi dell'anno, del prezzo del barile e di quella del margine di raffinazione nel comparto Refining & Marketing. I settori Gas & Power[108] e Ingegneria & Costruzioni hanno invece migliorato la propria performance operativa. La remunerazione del capitale investito è stata del 9,2% (rispetto al 17,6% del 2008).

Gli investimenti di 13,69 miliardi di euro, in particolare nel settore della esplorazione, il completamento dell'acquisizione di Distrigas ed il pagamento dei dividendi Eni per 4,17 miliardi di euro, sono stati in parte finanziati con il flusso di cassa netto (di 11,14 miliardi di euro), con disinvestimenti di partecipazioni e di asset minori (per 3,6 miliardi di euro) e con la sottoscrizione di terzi dell'aumento di capitali di Snam Retegas di 1,5 miliardi di euro.

A fine esercizio il rapporto tra indebitamento e mezzi propri è stato pari a 0,46 (rispetto allo 0,38 del dicembre 2008), ed è stato distribuito ai soci un dividendo di 1,00 euro per azione[109] (rispetto a quello di 1,30 euro del 2008).

In particolare, nell'esercizio 2009:

- la produzione di idrocarburi è ammontata a 1,769 milioni di barili/giorno, con una diminuzione dell'1,6% rispetto al 2008, per effetto anche dei problemi insorti in Nigeria, della situazione del mercato europeo e della diminuzione della produzione di giacimenti avviati nel passato. E' a dirsi che, peraltro, escludendo gli effetti dei tagli Opec, la produzione nel 2009 è rimasta, sostanzialmente, invariata;
- le riserve certe di idrocarburi, al 31 dicembre[110], sono ammontate a 6,57 miliardi di

---

[107] L'utile netto adjusted del comparto E&P è stato di 3,9 miliardi di euro, con una riduzione del 50,9% rispetto al 2008

[108] Il settore G&P ha realizzato un utile netto adjusted di 2,92 miliardi di euro con un incremento del 10% rispetto al 2008, nonostante la considerevole flessione dei consumi di gas (-7,4% in Europa; -10% in Italia)

[109] Di cui 0,50 euro erogati come acconto nel settembre 2009

[110] Determinate sulla base del riferimento Brent a 59,9 dollari/barile

boe con un tasso di rimpiazzo del 96%, corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni;

- è stata avviata la produzione di 27 nuovi giacimenti, che, a regime, produrranno 190 mila boe/giorno. Sono stati conclusi accordi in Iraq e in Venezuela, e conseguiti successi esplorativi in Angola ed acquisizioni di nuove licenze in Ghana, nel mar di Barents ed in Pakistan;
- le vendite di gas naturale (Divisione Gas & Power) sono ammontate a 103,72 miliardi di metri cubi, facendo registrare una modesta riduzione rispetto al 2008 (-0,5%). La recessione economica e l'intensificarsi della concorrenza hanno determinato una considerevole riduzione dei volumi di vendita in Italia (-24,3%). Effetti positivi sono, invece, conseguiti dall'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) e dall'incremento delle vendite in alcuni mercati europei;
- nel prossimo futuro l'Eni prevede di incrementare le vendite con un tasso medio annuo superiore al 3%, grazie all'ottimo posizionamento strategico in Europa ed al rafforzamento dell'azione di Distrigas;
- per la Divisione Refining & Marketing è stata accertata una perdita di 197 milioni di euro, per effetto della riduzione, per circa un milione di tonnellate, delle lavorazioni. Riduzioni in parte compensate dalla tenuta delle attività commerciali, conseguita alle azioni di marketing adottate;
- la Divisione Ingegneria & Costruzioni ha ottenuto un utile netto adjusted di 892 milioni di euro, con un aumento del 14% rispetto al 2008, miglioramento dovuto ad un'azione più efficace ed al portafoglio ordini. La Saipem ha consolidato la leadership nelle attività di project management, ingegneria e costruzioni nel settore dei servizi all'industria petrolifera;
- la Petrolchimica è risultata in perdita sia sotto il profilo operativo, che sotto quello del risultato netto adjusted, rispettivamente, per -426 e -340 milioni di euro per effetto della crisi della domanda, dell'eccesso dell'offerta e della crescita della concorrenza. L'Eni si propone, in un prossimo futuro, di incrementare l'efficienza del settore, di privilegiare la produzione di prodotti dal più elevato valore aggiunto e di investire nelle aree più competitive (stirenici ed elastomeri).

6.3. La pianificazione e gli investimenti

Come per il passato, anche nel biennio ora considerato sono stati elaborati piani pluriennali "a scorrimento", nei quali il primo esercizio ha le funzioni di budget.

Sono stati, in particolare, redatti ed approvati dal Consiglio di Amministrazione[111] due piani strategici relativi ai quadrienni 2008/2011 e 2009/2012.

[111] Rispettivamente, il 15 febbraio 2008 ed il 13 febbraio 2009

Si tratta di documenti molto elaborati che, tracciato uno scenario energetico internazionale relativo al quadriennio di interesse, indicano, tra l'altro, per ogni settore di azione della Società, il contesto competitivo, le strategie, gli obiettivi, gli investimenti, ecc..

Riguardo al più recente dei tali piani, quello relativo al quadriennio 2009/2012, può osservarsi che lo stesso segue le linee di indirizzo di lungo termine tracciate dal Master-Plan 2008/2020 e che la programmazione delle azioni da realizzarsi nel quadriennio è stata resa molto ardua nel contesto di una volatilità dei mercati energetici, in presenza di una crisi finanziaria ed economica di proporzioni molto rilevanti.

Ciononostante, l'Eni ha ritenuto di poter sostanzialmente confermare gli obiettivi, indicati nel precedente piano, di una crescita nel settore del gas e del consolidamento in quelli del downstream[112] oil del petrolchimico e della generazione elettrica.

In particolare – nel rinviare alle puntuali previsioni contenute nello stesso – le linee strategiche del piano 2009/2012 possono riassumersi in quelle:

- ✓ della crescita della produzione di idrocarburi;
- ✓ del consolidamento della leadership in Europa nel mercato del gas naturale;
- ✓ del rafforzamento del sistema di raffinazione;
- ✓ del mantenimento della leadership nei servizi di ingegneria, project management e costruzioni;
- ✓ del consolidamento della struttura industriale di Polimeri Europa;
- ✓ dell'incremento dell'efficienza delle strutture operative e di supporto, ecc.;
- ✓ del completamento del potenziamento della flotta di mezzi di perforazione e costruzione della Saipem, ecc..

Quanto agli investimenti, il piano prevede una spesa di circa 47 miliardi di euro di investimenti tecnici e di circa 4 miliardi di euro di investimenti finanziari.

[112] Attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (denominate upstream)

CAPITOLO VII

7. Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. degli anni 2008 e 2009

7.1. Contenuto e forma dei bilanci di esercizio

I bilanci di esercizio del 2008 e del 2009 (come quelli consolidati), sono stati elaborati nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards - IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea.

Gli elaborati sono corredati dalle Relazioni del Collegio sindacale all'Assemblea degli azionisti[113]; dalle attestazioni dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.[114]; dalle relazioni della Società di revisione[115] e dalle deliberazioni di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

---

[113] Ai sensi dell'art. 153 del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza) e dell'art. 2429, comma 3, del Codice civile. In tale Relazione, presentata il 7 aprile 2010, il Collegio sindacale ha, conclusivamente, dichiarato: "*sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione*"

[114] Ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza)

[115] Ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza). Secondo la Società di Revisione "*il bilancio di esercizio dell'Eni S.p.A., al 31 dicembre 2009, è conforme agli International Financial Reporting Standards, è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni S.p.A. per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009*"

7.2. Lo stato patrimoniale

7.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

Il prospetto che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale degli esercizi 2008 e 2009, riportati nelle tabelle contenute negli elaborati contabili predisposti dalla Società:

	31.12.2008	**31.12.2009**
(euro)	**Totale**	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	718.058.527	427.811.301
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita		
Crediti commerciali ed altri crediti:	14.402.775.430	13.861.603.430
- crediti finanziari	*5.140.456.625*	*6.227.146.894*
- crediti commerciali ed altri crediti	*9.262.318.806*	*7.634.456.536*
Rimanenze	1.819.407.811	1.265.537.486
Attività per imposte sul reddito correnti	7.397.169	437.339.653
Attività per altre imposte correnti	149.433.910	421.029.821
Altre attività	1.122.643.066	666.222.306
	18.219.719.913	**17.079.543.997**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	6.142.811.018	5.930.160.616
Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo	1.027.841.428	1.636.783.048
Attività immateriali	1.014.560.255	987.766.039
Partecipazioni	26.720.323.944	29.373.778.954
Altre attività finanziarie	8.633.794.261	9.729.005.419
Attività per imposte anticipate	1.683.017.037	1.759.019.091
Altre attività	787.956.920	698.199.134
	46.010.304.863	**50.114.712.301**
Attività destinate alla vendita		**911.475.097**
TOTALE ATTIVITA'	**64.230.020.776**	**68.105.731.395**

Nel far rinvio ai dati contenuti nei detti elaborati contabili ed alle ivi allegate relazioni, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti, che ammontano a 718 e 428 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono relative, principalmente, a saldi attivi di conto corrente ed a depositi in moneta estera[116].

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti[117] di complessivi 14.403 13.862 e milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Crediti commerciali	8.608	7.006
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	176	1.079
- non strumentali all'attività operativa	4.964	5.148
	5.140	**6.227**
Altri crediti		
- attività di disinvestimento	14	10
- altri	641	619
	655	**629**
	14.403	**13.862**

I crediti commerciali, di 8.608 e 7.006 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concernono crediti verso clienti e verso imprese controllate e collegate, e sono relativi, principalmente, alla vendita di gas naturale, energia elettrica e di prodotti petroliferi.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa (176 e 1.079 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), sono aumentati, nel 2009, di 903 milioni di euro; essi concernono la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate[118].

---

[116] La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 0,264%

[117] I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 348 e 514 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009

[118] In particolare, verso Snam Rete Gas SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, EniPower SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, EniPower Mantova SpA, Serfactoring SpA

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (4.964 e 5.148 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), cresciuti, nel 2009, di 184 milioni di euro, concernono, prevalentemente, crediti verso società controllate[119].

Rimanenze

Le rimanenze (pari a 1.819 e 1.266 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), hanno riguardato, prevalentemente, prodotti finiti e merci, prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi, gas naturale[120], greggio e nafte in deposito presso le raffinerie.

Attività per imposte sul reddito correnti

L'aumento, di 430 milioni di euro, di tale posta nel 2009 è da riconnettersi, principalmente, al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto al dovuto.

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, l'Iva.

Altre attività

A detta voce sono riconducibili: il *fair value* su contratti derivati non di copertura (milioni di euro 1.011 e 544, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009)[121]; ed altre attività per 111 e 122 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009[122].

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Si espone di seguito, il dettaglio delle voci di tale posta:

Immobili, impianti e macchinari[123]

Nelle tabelle che seguono vengono riportate le componenti di tale voce, il cui importo complessivo è ammontato a 6.143 e 5.930 milioni di euro, rispettivamente,

---

[119] In particolare, verso Eni Coordination Center SA, Snam Rete Gas SpA, Italgas SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Raffineria di Gela Srl, Eni Trading & Shipping SpA, Saipem SpA, Polimeri Europa SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Serfactoring SpA, Toscana Energia Clienti SpA

[120] Depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA

[121] Il decremento di 467 milioni di euro si riferisce, prevalentemente, al *Currency swap*

[122] Concernono, prevalentemente, oneri pluriennali relativi a noleggi ed a locazioni

[123] Tra le componenti di tale voce: i "terreni" concernono, prevalentemente, le aree ove sono allocati gli impianti di distribuzione dei carburanti; i "fabbricati" riguardano i fabbricati industriali utilizzati nella raffinazione; gli "impianti e macchinari" concernono, principalmente, gli impianti di sfruttamento di giacimenti, quelli per la raffinazione e per la distribuzione di carburanti, ecc.; le "attrezzature industriali e commerciali" sono relative, principalmente, agli strumenti di laboratorio; gli "altri beni", gli apparati informatici; le "immobilizzazioni in corso ed acconti" afferiscono, principalmente, agli investimenti in Val d'Agri ed al potenziamento degli impianti della rete commerciale

nel 2008 e nel 2009:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008									
Terreni	157	2			(1)	1	159	159	
Fabbricati	192	14		(35)	(1)	25	195	647	452
Impianti e macchinari	3.630	110	132	(738)	(9)	454	3.579	15.056	11.477
Attrezzature industriali e commerciali	25	1	13	(16)		5	28	247	219
Altri beni	70	4	17	(28)		14	77	441	364
Immobilizzazioni in corso ed acconti	1.674	21	1.051	(136)		(505)	2.105	2.233	128
	5.748	**152**	**1.213**	**(953)**	**(11)**	**(6)**	**6.143**	**18.783**	**12.640**

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009									
Terreni	159	(2)			(6)	6	157	157	
Fabbricati	195	(2)		(40)	(1)	36	188	646	458
Impianti e macchinari	3.579	(278)	1	(746)	(7)	991	3.540	14.856	11.316
Attrezzature industriali e commerciali	28		11	(17)		10	32	251	219
Altri beni	77		19	(29)		26	93	483	390
Immobilizzazioni in corso ed acconti	2.105	(167)	1.117	(74)	(1)	(1.060)	1.920	2.072	152
	6.143	**(449)**	**1.148**	**(906)**	**(15)**	**9**	**5.930**	**18.465**	**12.535**

Gli investimenti di 1.213 e 1.148 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concernono, prevalentemente, le Divisioni Exploration & Production (per 589 e 683 milioni di euro, nel 2008 e nel 2009) e Refining & Marketing (per 725 e 515 milioni di euro, nel 2008 e nel 2009).

Le svalutazioni (di -296 e -276 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) sono state quantificate confrontando il valore di libro con quello recuperabile (costituito dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso).

Rimanenze immobilizzate – Scorte d'obbligo

Di 1.028 e 1.637 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, includono 4,9 milioni di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi[124].

Attività immateriali

Le attività immateriali (1.014 e 988 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) vengono esposte nel prospetto che segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			117	(117)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	52	4	23	(34)		17	62	605	543
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	173		3	(11)			165	446	281
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	33	1	17			(19)	32	32	
- Altre attività immateriali	44	2		(4)		(2)	40	131	91
Attività immateriali a vita utile indefinita									
Avviamento	717			(2)			715	790	75
	1.019	**7**	**160**	**(168)**		**(4)**	**1.014**	**2.142**	**1.128**

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			63	(63)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	62	6	2	(39)		23	54	633	579
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	165	(1)	7	(39)	(1)	1	132	452	320
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	32		21			(23)	30	30	
- Altre attività immateriali	40			(4)		23	59	152	93
Attività immateriali a vita utile indefinita									
Avviamento	715			(2)			713	790	77
	1.014	**5**	**93**	**(147)**	**(1)**	**24**	**988**	**2.195**	**1.207**

[124] A fronte dell'obbligo di cui al D.P.R n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive

I "costi di ricerca e sviluppo" (di 117 e 63 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) hanno riguardato, principalmente, la ricerca nel settore degli idrocarburi.

I "diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno", (62 e 54 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), sono stati relativi, prevalentemente, ai costi di acquisizione e di sviluppo del software sia amministrativo che tecnico-scientifico, ai diritti di utilizzazione di processi produttivi nel settore raffineria ed a quelli di software per la gestione dei clienti nel settore del gas.

Le "concessioni, licenze, marchi e diritti simili" (165 e 132 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) sono state relative, prevalentemente, ai diritti minerari della concessione Val d'Agri e di altri campi.

Le "immobilizzazioni in corso e acconti" (32 e 30 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), hanno riguardato, prevalentemente, i costi relativi al software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le "altre attività immateriali" (40 e 59 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), sono state relative, prevalentemente, alle somme versate alla Regione Basilicata, nell'ambito del programma relativo all'area della Val D'Agri.

"L'avviamento" (715 e 713 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), ha riguardato, principalmente, il valore del portafoglio clienti, relativo all'incorporazione di ItalgasPiù e l'avviamento relativo alle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.

Partecipazioni

Ammontanti, al 31 dicembre 2008, a 26.720 milioni di euro, ed, al 31 dicembre 2009, a 29.374 milioni di euro, vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2008										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	22.074	(50)	4.062	89	(5)	(899)	(17)	25.254	35.610	10.356
- imprese collegate ed a controllo congiunto	1.460						(1)	1.459	1.490	31
- altre imprese	6						1	7	7	
	23.540	**(50)**	**4.062**	**89**	**(5)**	**(899)**	**(17)**	**26.720**	**37.107**	**10.387**

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2009										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	25.254	623	6.435	41	(3.152)	(1.237)	(48)	27.916	39.466	11.550
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.459					(8)		1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	26.720	**623**	**6.435**	**41**	**(3.152)**	**(1.245)**	**(48)**	**29.374**	**40.963**	**11.589**

L'incremento, nel 2009, di 623 milioni di euro per operazioni straordinarie, è stato determinato dal valore di iscrizione della Società Ionica Gas SpA, a seguito del conferimento del ramo d'azienda "Area Crotone" (che comprende cinque titoli minerari situati in Calabria).

Gli interventi sul capitale (4.062 e 6.435 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), hanno, principalmente, riguardato Snam Rete Gas SpA, Eni Gas & Power Belgium SA, Eni Investments Plc, Polimeri Europa SpA.

Le acquisizioni (89 e 41 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), sono state determinate dagli acquisti: del 17,77% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti SpA; del 100% del capitale sociale di Messina Fuels SpA; dell'1,515% del capitale sociale della Raffineria di Gela SpA.

Le cessioni, di 3.152 milioni di euro nel 2009, riguardano la vendita, a Snam Rete Gas S.p.A., del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA.

Le rettifiche di valore (-899 e -1.245 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), concernono la svalutazione: di Polimeri Europa; di Syndial SpA; di Eni Angola SpA; di Ieoc SpA.

Le altre variazioni di -17 e -48 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguardano, principalmente, la liquidazione di Eni International Bank.

Altre attività finanziarie

Sono ammontate a 8.634 e 9.729 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009 e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa, per 8.608 e 9.705 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009[125], nonché a titoli strumentali all'attività operativa per 20 milioni di euro, sia nel

[125] Riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA, Italgas SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Saipem SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, EniPower SpA, Polimeri Europa SpA, EniPower Mantova SpA, Società EniPower Ferrara Srl

2008 che nel 2009[126].

Attività per imposte anticipate

La posta è ammontata a 1.683 e 1.759, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

Altre attività

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Crediti d'imposta	63	62
Fair value su contratti derivati non di copertura	377	351
Altre attività	348	285
	788	**698**

Le altre attività di 348 e 285 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono composte, per il 2009, principalmente: dai "deferred cost", relativi ai volumi di gas non ritirati, che determinano l'attivazione della clausola "pay"[127], in contropartita alla voce "Debiti verso fornitori"; i depositi cauzionali; i crediti per la cessione di un terreno all'Ente fiera di Milano.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita, riguardano, essenzialmente, le partecipazioni nella Società Padana Energia SpA e nella Società Adriatica Idrocarburi SpA.

[126] Riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985

[127] Clausole di "take or pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale

7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

Il prospetto che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale degli esercizi 2008 e 2009, riportati nelle tabelle contenute negli elaborati contabili predisposti dalla Società:

	31.12.2008	31.12.2009
(euro)	**Totale**	**Totale**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.839.143.446	3.177.409.315
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	217.084.197	2.496.014.710
Debiti commerciali ed altri debiti	7.334.658.487	6.204.933.991
Passività per imposte sul reddito correnti	687.167.704	151.223.563
Passività per altre impose correnti	1.178.581.389	914.159.803
Altre passività	1.340.156.147	968.781.398
	16.596.791.370	**13.912.522.780**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	11.019.581.234	15.934.562.256
Fondi per rischi ed oneri	3.189.091.158	3.208.398.269
Fondi per benefici ai dipendenti	305.008.074	305.632.836
Passività per imposte differite		
Altre passività	3.070.484.725	2.600.942.939
	17.584.165.191	**22.049.536.300**
TOTALE PASSIVITA'	**34.180.956.561**	**35.962.059.079**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005.358.876	4.005.358.876
Riserva legale	959.102.123	959.102.123
Altre riserve	27.455.522.705	30.686.632.895
Utile (Perdita) dell'esercizio	6.744.606.179	5.060.639.549
Acconto sul dividendo	(2.358.640.337)	(1.811.203.318)
Azioni proprie	(6.756.885.331)	(6.756.857.810)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**30.049.064.215**	**32.143.672.316**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**64.230.020.776**	**68.105.731.395**

Nel far rinvio ai dati contenuti nei detti elaborati contabili ed alle ivi allegate relazioni, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale.

B) PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine, di 5.839 e di 3.177 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, diminuiscono, in tale ultimo esercizio, di 2.662 milioni di euro.

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Debiti commerciali	5.934	4.384
Acconti ed anticipi	403	565
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	*317*	*340*
- altri	*681*	*916*
	7.335	**6.205**

I "debiti commerciali" (di 5.934 e 4.384 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) hanno riguardato, principalmente, debiti verso fornitori, verso imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto.

Gli "acconti e anticipi" (403 e 565 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) sono stati, essenzialmente, relativi: ai buoni carburante prepagati; agli acconti relativi a clienti gas cessati o da liquidare; agli acconti ricevuti da terzi[128], compresi quelli per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production; agli acconti ricevuti da EniPower SpA[129].

Gli "altri debiti" (681 e 916 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) hanno riguardato, principalmente, i debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take or pay"; quelli verso il personale; il debito relativo al "Contributo volontario Fondo di solidarietà"[130]; i debiti verso controllate per consolidato fiscale e per IVA di Gruppo; i debiti verso Istituti di previdenza sociale.

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti, di 687 e 151 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono state relative alla terza rata dell'imposta

[128] Relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale, rispettivamente, da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez)

[129] Relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgondi

[130] Ex Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008

sostitutiva, di cui alla legge 244/2007 ed alla seconda rata dell'imposta sostitutiva, di cui alla legge 133/2008.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti sono ammontate a 1.179 e 914 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

Altre passività

Il dettaglio delle altre passività, di 1.340 e 969 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, viene esposto nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.091[a]	685
Altre passività	248[a]	284
	1.339	**969**

[a] cifre arrotondate

Le "altre passività" comprendono, principalmente, la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale per i contratti di trasporto e di fornitura di gas ed energia elettrica.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Se ne espone il dettaglio nella tabella che segue:

	31.12.2008			**31.12.2009**		
(milioni di euro)	**Quote a lungo termine**	**Quote a breve termine**	**Totale**	**Quote a lungo termine**	**Quote a breve termine**	**Totale**
Banche	6.257	139	6.396	6.815	1.644	8.459
Obbligazioni	4.479	77	4.556	8.933	749	9.682
Altri finanziatori, di cui:	284	1	285	187	103	290
- imprese controllate	*272*	*1*	*273*	*176*	*103*	*279*
- altri	*12*		*12*	*11*		*11*
	11.020	**217**	**11.237**	**15.935**	**2.496**	**18.431**

Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, al 31 dicembre 2008 è stato del 4,2626% ed, al 31

dicembre 2009, del 3,8846%

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, verso banche e altri finanziatori, hanno avuto un tasso di interesse medio ponderato di 3,8284% nel 2008 e di 3,1941% nel 2009.

Le obbligazioni, di 4.556 e 9.682 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguardano Euro Medium Term Notes.

Fondi per rischi ed oneri

Si espone, di seguito, il dettaglio di tale posta:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione/acquisizione	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2008										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.297	(5)	1	5	66	3	(39)	(1)		1.327
Fondo rischi ed oneri ambientali	434	107	4		1	214	(111)	(9)	1	641
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamento merci	187				6	115				308
Fondo rischi ed oneri per sanzione Authority	290									290
Fondo controversie legali	59				1	96	(3)	(7)		146
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120									120
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	126	(114)								12
Altri fondi per rischi ed oneri	276	12		(2)	1	234	(122)	(48)	(6)	345
	2.789		**5**	**3**	**75**	**662**	**(275)**	**(65)**	**(5)**	**3.189**

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione/acquisizione	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.327	1		50	62	5	(52)	(5)	(238)	1.150
Fondo rischi ed oneri ambientali	641	(1)			2	87	(123)	(1)	(5)	600
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamento merci	308				10	35				353
Fondo rischi ed oneri per sanzione Authority	290									290
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA						250				250
Fondo controversie legali	146					39	(16)	(7)		162
Fondo copertura perdite imprese partecipate						16				16
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	12									12
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120					2	(93)	(27)		2
Altri fondi per rischi ed oneri	345			21	3	162	(137)	(21)		373
	3.189			**71**	**77**	**596**	**(421)**	**(61)**	**(243)**	**3.208**

Il "fondo smantellamento e ripristino siti", di 1.327 e 1.150 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguarda, essenzialmente, i costi presunti per la chiusura dei pozzi e per la rimozione delle strutture ed il ripristino siti.

Il "fondo rischi e oneri ambientali", di 641 e 600 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concerne, essenzialmente, gli oneri ambientali relativi ai siti di Singea, Avenza, San Gavino, Pontenossa e Crotone; i rischi connessi agli interventi di bonifica da porre in essere nelle stazioni di servizio, negli impianti di raffinazione e di estrazione di idrocarburi, nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti, ecc..

Il "fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci", di 308 e 353 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concerne la stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il "fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato", di 146 e 290 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concerne la sanzione comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.

Il "fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA", di 250 milioni di euro, nel 2009, concerne la stima del conguaglio da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ[131], di cui si è già fatto cenno in altra parte del presente referto.

Il "fondo controversie legali", di 146 e 162 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguarda, per la gran parte, il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring.

Il "fondo dismissioni e ristrutturazioni", di 12 milioni di euro in entrambi gli esercizi, è relativo, prevalentemente, alla stima di oneri futuri[132].

Gli "altri fondi", di 345 e di 373 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009 concernono, prevalentemente: gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico; quelli relativi alle garanzie rilasciate a Syndial SpA in occasione della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA; gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria; gli oneri stimati per 2010 per il parziale mancato rispetto, nel 2009, dell'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili[133]; gli oneri relativi agli accordi con la Regione Basilicata per il programma petrolifero nell'area della Val d'Agri; gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti; gli oneri connessi con la maggiorazione dei premi assicurativi da liquidarsi nei prossimi cinque esercizi alla

---

[131] Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio

[132] Connessi agli impegni assunti con Kuwait Petroleum Italia a seguito della cessione del 50% di proprietà della Raffineria di Milazzo

[133] Così come stabilito dal relativo regolamento del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali

Società di mutua assicurazione Oil Insurance Ltd, a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere; gli oneri relativi al fondo trattamento di quiescenza.

Fondi per benefici ai dipendenti

Nei due esercizi di riferimento, sono ammontati a 305 milioni di euro nel 2008 ed a 306 milioni di euro nel 2009 ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato.

Altre passività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Fair value su contratti derivati non di copertura	505	459
Imposta sostitutiva	249	52
Depositi cauzionali	189	198
Altre passività	2.128	1.892
	3.071	**2.601**

"L'imposta sostitutiva", di 249 e 52 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguarda la quota dell'imposta sostitutiva prevista dalla legge 133/2008 scadente oltre l'esercizio.

I "depositi cauzionali a lungo termine", di 189 e 198 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono relativi, principalmente, a quelli ricevuti da clienti per la fornitura di gas.

Le "altre passività", di 2.128 e 1.892 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti a varie società[134].

[134] Tra le quali, Electrabel Italia S.p.A.; Gas de France; Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, ecc

PATRIMONIO NETTO

Nella tabella che segue, si espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nel biennio di interesse:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.757)	(6.757)
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Altre riserve di capitale:	10.121	10.390
Riserve di rivalutazione:	*9.927*	*9.927*
- legge n. 576/1975	*1*	*1*
- legge n. 72/1983	*3*	*3*
- legge n. 408/1990	*2*	*2*
- legge n. 413/1991	*39*	*39*
- legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	*132*	*400*
Riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*62*	*63*
Altre riserve di utili disponibili:	10.148	13.540
Riserva disponibile	*8.995*	*12.387*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986	*412*	*412*
Riserva art. 14 legge n. 342/2000	*74*	*74*
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	*19*	*19*
Riserva da avanzo di fusione	*647*	*647*
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Acconto su dividendi	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	6.745	5.061
	30.049	**32.144**

Tra le componenti più significative del patrimonio netto, si possono evidenziare le seguenti:

- "Capitale sociale"

Al 31 dicembre del 2008 e del 2009, il capitale sociale dell'Eni era costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: il 20,31 %, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; il 9,99 %, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; il 9,56 %, di proprietà dell'Eni; 60,14%, di proprietà di altri azionisti

- "Riserva legale"

La riserva legale, di 959 milioni di euro nel 2008 e nel 2009, ricomprende l'importo (di 132 milioni di euro) scaturito dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea; tale importo non viene calcolato ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale")[135].

- "Azioni proprie acquistate"

Le azioni proprie sono ammontate, sia nel 2008, che nel 2009, a 6.757 milioni di euro (si è già cennato nel presente referto che, nel 2009, non sono stati effettuati acquisti ed è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva fissato per l'acquisto di azioni proprie).

- "Altre riserve di utili disponibili"

Le altre riserve di utili disponibili, di 10.148 e 13.540 milioni di euro, rispettivamente nel 2008 e ne 2009, riguardano, prevalentemente, la "riserva disponibile", di 8.995 e 12.387 milioni di euro, rispettivamente nel 2008 e nel 2009, il cui incremento di 3.392 milioni di euro, è dovuto, essenzialmente, all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2008 di 2.031 milioni di euro ed alle operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2009 e rilevate a riserva in relazione alla rappresentazione in continuità di valori dell'operazione di *business combination under common control*.

- "Acconto sui dividendi"

L'acconto sul dividendo, di 2.359 e di 1.811 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e 2009, riguarda quello relativo all'esercizio 2008, di 0,65 euro per azione, e l'acconto dell'esercizio 2009, di 0,50 euro per azione[136].

Può, conclusivamente, osservarsi sul punto che l'incremento, nel 2009, del patrimonio netto (per 2.095 milioni di euro) è stato determinato dal prevalere, in tale esercizio, delle componenti positive (utile netto, pur se inferiore a quello registrato nel 2008; operazioni straordinarie, ecc.) su quelle negative (distribuzione del saldo del dividendo 2008 e dell'acconto del dividendo 2009, ecc.), la cui somma algebrica è evidenziata, in dettaglio, nel prospetto che segue:

---

[135] La riserva è disponibile per la sola copertura perdite ed, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

[136] Si è già, in questa relazione, segnalato che tali acconti sono stati deliberati dal Consiglio di Amministrazione, rispettivamente, l'11 settembre 2008 ed il 10 settembre 2009, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e sono stati posti in pagamento a partire dal 25 settembre 2008 e dal 24 settembre 2009

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31.12.2008		**30.049**
Incremento per:		
Utile netto	5.061	
Operazioni straordinarie under common control	1.194	
Costo di competenza delle stock option assegnate	13	
		6.268
Decremento per:		
Distribuzione saldo dividendo 2008	(2.355)	
Acconto sul dividendo 2009	(1.811)	
Diritti decaduti stock option – piano 2006	(7)	
		(4.173)
Patrimonio netto al 31.12.2009		**32.144**

7.3. Il conto economico

Il prospetto che segue espone i dati relativi al conto economico degli esercizi 2008 e 2009, riportati nelle tabelle contenute negli elaborati contabili predisposti dalla Società:

	31.12.2008	**31.12.2009**
(euro)	**Totale**	**Totale**
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	47.605.064.656	32.542.516.370
Altri ricavi e proventi	215.726.158	269.863.196
Totale ricavi	**47.820.790.814**	**32.812.379.567**
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(44.084.894.528)	(29.215.917.339)
- di cui non ricorrenti	*20.880.000*	
Costo lavoro	(1.032.703.795)	(1.077.421.416)
- di cui non ricorrenti		
Ammortamenti e svalutazioni	(1.121.502.682)	(1.052.944.952)
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	505.220.504	(163.078.025)
UTILE OPERATIVO	**2.086.910.313**	**1.303.017.834**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	4.766.012.225	3.746.258.365
Oneri finanziari	(4.631.614.010)	(4.099.447.333)
Strumenti derivati	22.128.496	7.990.456
	156.526.712	**(345.198.512)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	**4.806.586.763**	**4.752.776.841**
- di cui non ricorrenti		*(250.000.000)*
UTILE ANTE POSTE	**7.050.023.788**	**5.710.596.163**
Imposte sul reddito	(305.418.208)	(649.956.614)
UTILE DELL'ESERCIZIO	**6.744.605.579**	**5.060.639.549**
Utile per azione semplice	1,85	1,40

Nel rinviare ai dati contenuti nei detti elaborati contabili ed alle ivi allegate relazioni, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

La gravità della situazione economica generale (di cui si è detto in altre parti del presente referto), si è riflessa pure sull'andamento dei ricavi della gestione caratteristica, che si sono ridotti dai 47.605 milioni di euro del 2008 ai 32.542 milioni di euro del 2009 (-31,6%); tali ricavi sono riconducibili, per la massima parte, ai

"Ricavi delle vendite e delle prestazioni" (47.598 nel 2008 e 32.533 nel 2009), che si evidenziano in dettaglio nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Gas naturale e GPL	22.639	15.548
Prodotti Petroliferi	20.364	13.153
Energia elettrica ed utility	3.076	2.626
Vettoriamento gas su tratte estere	213	200
Gestione sviluppo sistemi informatici	98	88
Greggi	62	
Gestione energia	37	36
Altre vendite e prestazioni	1.109	972
	47.598	**32.533**

In tale tabella, i ricavi da "vendita di gas naturale e GPL" concernono, prevalentemente, le vendite di gas in Italia ed all'estero e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita.

I ricavi da "vendita di prodotti petroliferi" sono relativi, principalmente, alle vendite effettuate nelle stazioni di servizio in Italia, a quelle a società controllate e collegate in Italia e all'estero; alle vendite per combustibile navi e avio e per la petrolchimica.

I ricavi da "energia elettrica e utility" concernono, per la maggior parte, le vendite a terzi ed a società controllate, in particolare in Italia.

I ricavi da "vettoriamento gas su tratte estere" sono relative ai corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzate.

I ricavi derivanti dalla "gestione e sviluppo dei sistemi informatici" concernono la gestione dei sistemi informatici e le attività di progettazione e di realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di "gestione energia" concernono la gestione di impianti di riscaldamento.

Le "altre vendite e prestazioni" concernono, per la maggior parte, l'assistenza prestata ad imprese controllate e ad altre imprese; la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd[137]; la quota dei proventi connessi alla cessione di contratti di trasporto a lungo termine; la vendita di fuel gas a società di trasporto; i trasporti per oleodotto e marittimi, ecc..

Altri ricavi e proventi

Ammontano a 215 e 270 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

[137] Utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Pari a 44.084 e 29.216 milioni di euro[138], rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono diminuiti, in quest'ultimo esercizio, di 14.868 milioni di euro, in seguito alla diminuzione dei costi per le materie prime e degli accantonamenti netti ai fondi per rischi ed oneri.

Costo del lavoro

Come mostra la tabella riportata al paragrafo 4.2., il costo del lavoro è rimasto, sostanzialmente, invariato nei due esercizi di riferimento (1.033 nel 2008 e 1.077 milioni di euro nel 2009), ed è da ricondursi, essenzialmente alla voce "salari e stipendi" di 742 e 743 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

Ammortamenti e svalutazioni

Sono ammontati a 1.121 ed a 1.053 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009. La diminuzione degli ammortamenti è riconducibile, essenzialmente, al settore Exploration & Production ed è stata determinata dalla riduzione dei costi di ricerca esplorativa (59 milioni di euro) ed alla diminuzione dell'ammortamento dei costi di abbandono[139].

Effetti parzialmente compensati dall'aumento degli ammortamenti connessi con l'avvio della produzione nella Val d'Agri e nell'offshore adriatico e ionico.

ALTRI PROVENTI ED ONERI OPERATIVI

Gli altri oneri netti operativi (di 505 e 163 milioni di euro , rispettivamente nel 2008 e nel 2009), sono dovuti, prevalentemente, ai regolamenti ed alla variazione negativa del fair value di derivati[140], rientranti nella complessiva operazione di copertura di Gruppo, intesa a stabilizzare i flussi di cassa e che, nel periodo 2008-2011, promarranno dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006

[138] Non includono, per l'esercizio 2009, "oneri non ricorrenti"
[139] Indotti essenzialmente dalla revisione delle stime e dai minori tassi di inflazione e di sconto previsti
[140] Classificati come "cash flow hedge" nel bilancio consolidato

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

I proventi finanziari si specificano in dettaglio nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Differenze attive di cambio		
- realizzate	*3.822*	*3.265*
- da valutazione	*109*	*46*
Interessi attivi	767	377
Commissioni per servizi finanziari	33	53
Interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	33	
Altri	2	5
	4.766	**3.746**

Gli interessi attivi concernono, per la gran parte, interessi verso società del Gruppo Eni.

Nella tabella che segue vengono specificati gli interessi e gli altri oneri finanziari:

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Differenze passive di cambio		
- realizzate	*3.722*	*3.377*
- da valutazione	*59*	*12*
Interessi ed atri oneri su prestiti obbligazionari	164	352
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	77	77
Interessi passivi	631	282
Altri	32	41
A dedurre:		
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(53)	(42)
	4.632	**4.099**

[a] La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio

Gli interessi passivi concernono, per la gran parte, interessi verso banche e società del Gruppo Eni.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

La tabella che segue espone il dettaglio dei proventi e degli oneri delle

partecipazioni relative al biennio considerato:

	2008			2009		
(milioni di euro)	**Dividendi**	**Proventi**	**Svalutazione ed altri oneri**	**Dividendi**	**Proventi**	**Svalutazione ed altri oneri**
Nominativo						
Eni International BV	3.235			3.698		
Italgas SpA	255			219	906	
Stoccaggi Gas Italia SpA	148			82	451	
Snam Rete Gas SpA	215			249		
Eni Investiment Plc	917					
Polimeri Europa SpA			337			516
Syndial SpA			312			429
Eni Angola SpA			138			169
Unión Fenosa SA	185			138		
Saipem SpA	83			104		
Ieoc SpA			74			104
GALP Energia SA	87			64		
EniPower SpA	38			57		
Eni Coordination Center SA	58			53		
Ecofuel SpA	53			53		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	45					
Padana Assicurazione SpA	40					
Eni Administration & Financial Service SpA	156			39		
LNG Shipping SpA	36			36		
Eni Trading Shipping SpA				27		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64			26		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	23			14		
Tecnomare SpA	28			13		
Inversora de Gas Cuyana SA						9
Distribuidora de Gas del Centro SA						8
Eni Medio Oriente SpA						6
Eni Timor Leste SpA			14			5
Altre (inferiori a 5 milioni di euro)	26	14	24	31	4	15
	5.692	**14**	**899**	**4.903**	**1.361**	**1.261**
Oneri per cessione Snamprogetti Spa						250
	5.692	**14**	**899**	**4.903**	**1.361**	**1.511**

UTILE ANTE IMPOSTE

Imposte sul reddito

Se ne fornisce il dettaglio di seguito:

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Imposte correnti		
- IRES	(1.270)	(507)
- IRAP	(185)	(110)
Addizionale Libia		(238)
	(1.455)	**(855)**
Imposta sostitutiva legge 133/08	(227)	47
Storno fiscalità differita	521	
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**294**	**47**
Imposte differite	186	104
Imposte anticipate	669	54
	855	**158**
	(306)	**(650)**

Le imposte sul reddito, di 306 milioni di euro nel 2008, sono aumentate, nel 2009, di 344 milioni di euro, per effetto, prevalentemente dell'applicazione della disciplina recata dall'art. 81, comma 23, lettera a-bis della legge n. 133/08[141] e della rilevazione nel 2008 degli effetti dell'adeguamento della fiscalità differita.

Hanno contribuito all'incremento la rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni previsto dalla legge finanziaria per il 2008[142]; nonché l'introduzione di una nuova addizionale Ires in applicazione della legge 6 febbraio 2009 n. 7[143].

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: dalle minori imposte conseguenti al minor risultato operativo ed ai maggiori oneri finanziari netti; dall'adeguamento netto della fiscalità anticipata e differita, conseguito all'aumento di un punto percentuale dell'aliquota dell'addizionale IRES[144], ecc..

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte, è stata del 4,34% nel 2008 e dell'11,39% nel 2009.

---

[141] Tale normativa ha previsto per le imprese del settore petrolifero: nell'esercizio 2008, il riallineamento obbligatorio delle differenze tra il valore di libro delle scorte e quello fiscalmente riconosciuto; nell'esercizio 2009, in presenza di un decremento delle scorte, il ripristino del disallineamento e la riliquidazione dell'imposta sostitutiva calcolati con riferimento alle quantità decrementate

[142] A fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6%

[143] A seguito della ratifica ed esecuzione del Trattato di amicizia, partenariato e cooperazione tra la Repubblica italiana e la Libia

[144] Prevista dalla legge n. 133/08, disposto dall'art. 56, comma 3, della legge n. 99 del 23 luglio 2009, la cui decorrenza è stata prudenzialmente considerata dal corrente esercizio

UTILE DELL'ESERCIZIO

E' ammontato a 6.745 e 5.061 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

La diminuzione (di 1.684 milioni di euro,pari al 25%) dell'utile netto nel 2009, rispetto al risultato dell'esercizio precedente, è da riconnettersi, prevalentemente – oltre che ai maggiori oneri finanziari netti (502 milioni di euro) ed alle maggiori imposte sul reddito (344 milioni di euro) - alla riduzione dell'utile operativo (-784 milioni di euro nel 2009), conseguita al peggioramento dei risultati nei settori Exploration & Production e Refining & e Marketing, determinato da quello della situazione generale del mercato, parzialmente compensato dall'aumento del valore delle scorte, dai minori costi della Corporate, dai migliori risultati del settore Gas & Power.

CAPITOLO VIII

8. Bilancio consolidato del Gruppo Eni degli esercizi 2008 e 2009

8.1. Contenuto e forma dei bilanci consolidati

I bilanci consolidati degli esercizi 2008 e 2009 sono stati elaborati nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea e sono conformi ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Gli elaborati sono corredati dalle attestazioni dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.[145], nonché dalle relazioni della Società di revisione[146].

---

[145] Ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza)

[146] Ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza). La Società di Revisione ha affermato che "i bilanci consolidati 2008 e 2009 dell'Eni S.p.A. sono conformi agli International Financial Reporting Standards e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per gli esercizi di riferimento"
Il 31 dicembre 2009 è venuto a scadenza l'incarico alla Società di revisione; l'incarico, durato 9 esercizi, non era più rinnovabile, ai sensi dell'art. 159, comma 4 del D.Lgs. 58/1998. In applicazione dell'art. 159, comma 1 dello stesso D.Lgs., il Collegio Sindacale ha selezionato il soggetto da proporre all'Assemblea degli azionisti per l'attribuzione dell'incarico per gli esercizi 2010/2018. L'Assemblea, il 29 aprile 2010, ha conferito il mandato ad una nuova Società di revisione

8.2. Lo stato patrimoniale

8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale degli esercizi 2008 e 2009:

	31.12.2008	**31.12.2009**
(milioni di euro)	**Totale**	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.939	1.608
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:		
- partecipazioni	*2.741*	
- altri titoli	*495*	*348*
	3.236	**348**
Crediti commerciali ed altri crediti	22.222	20.348
Rimanenze	6.082	5.495
Attività per imposte sul reddito correnti	170	753
Attività per altre imposte correnti	1.130	1.270
Altre attività correnti	1.870	1.307
	36.649	**31.129**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	59.255	63.177
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.196	1.736
Attività immateriali	7.697	8.057
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.471	5.828
Altre partecipazioni	410	416
Altre attività finanziarie	1.134	1.148
Attività per imposte anticipate	2.912	3.558
Altre attività non correnti	1.881	1.938
	79.956	**85.858**
Attività destinate alla vendita	68	542
TOTALE ATTIVITA'	**116.673**	**117.529**

Nel far rinvio ai dati contenuti negli elaborati contabili della Società, ed alle ivi allegate relazioni, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Comprendono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni[147], per 616 milioni di euro, al 31.12.2008 e, per 450 milioni di euro, al 31.12.2009.

Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Detta voce, di complessivi 3.236 milioni di euro nel 2008, si riduce a 348 milioni di euro al 31.12.2009, non figurando più in tale esercizio la posta delle partecipazioni, ammontante a 2.741 milioni di euro al 31.12.2008[148]. La voce "altri titoli" ricomprende titoli strumentali all'attività operativa[149] (milioni di euro 310 e 284, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009) – che concernono titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd - e "titoli non strumentali all'attività operativa" (milioni di euro 185 e 64, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009).

Crediti commerciali ed altri crediti

Nei due esercizi di riferimento, sono ammontati, rispettivamente, a 22.222 milioni di euro nel 2008[150] ed a 20.348 milioni di euro[151] nel 2009. A detta voce sono riconducibili: "crediti commerciali"; "crediti finanziari"[152]; "altri crediti".

La diminuzione delle poste nel 2009 è attribuibile, principalmente, alla riduzione dei crediti commerciali (da 16.444 milioni di euro nel 2008 a 14.916 milioni di euro nel 2009), a sua volta riferibile al settore Gas & Power; decremento parzialmente compensato dalla crescita dei crediti commerciali nel settore Refining & Marketing.

I crediti sono iscritti al netto del fondo svalutazione di milioni di euro 1.251 e 1.647, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

Rimanenze

Le rimanenze concernono materie prime e di consumo; prodotti in corso di lavorazione; lavori in corso su ordinazione; prodotti finiti e merci. Sono esposte al

---

[147] Riguardano, essenzialmente, depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore

[148] Il che è da riconnettersi al venir meno della partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, avendo la Gazprom, il 7 aprile 2009, esercitato l'opzione di acquisto prevista dagli accordi contrattuali con Eni, che aveva acquisito tale partecipazione nell'aprile 2007

[149] Titoli quotati emessi dallo Stato italiano; titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri ed altri titoli non quotati

[150] Di cui 1.539 milioni di euro verso parti correlate

[151] Di cui 1.355 milioni di euro verso parti correlate

[152] Strumentali all'attività operativa – breve termine; strumentali all'attività operativa – quote a breve di crediti a lungo termine; non strumentali all'attività operativa

netto del fondo svalutazione di 697 e 103 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

Attività per imposte sul reddito correnti

L'incremento, nel 2009, di 583 milioni di euro è relativo, prevalentemente, ad Eni S.p.A., che ha versato acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio, pari a 430 milioni di euro.

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, l'Iva.

Altre attività correnti

A detta voce sono riconducibili: "*fair value* su contratti derivati non di copertura" di milioni di euro 1.128 e 698, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009[153]; "*fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*" per 474 e 236 milioni di euro, rispettivamente per il 2008 e per il 2009[154]; "altre attività" per 268 e 373 milioni di euro, rispettivamente, per il 2008 e per il 2009[155].

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Si espone di seguito, il dettaglio di tale voce:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008										
Terreni	598	8			(7)		27	626	656	30
Fabbricati	1.376	102	(106)	(29)	(122)	7	(342)	886	3.125	2.239
Impianti e macchinari	35.880	3.590	(5.737)	(652)	1.301	112	4.548	39.042	91.864	52.822
Attrezzature industriali e commerciali	550	228	(177)	(3)		1	227	826	2.203	1.377
Altri beni	341	124	(83)	(6)	(13)	5	9	377	1.563	1.186
Immobilizzazioni in corso ed acconti	11.392	8.260		(653)	2.442	408	(4.351)	17.498	18.716	1.218
	50.137	**12.312**	**(6.103)**	**(1.343)**	**3.601**	**533**	**118**	**59.255**	**118.127**	**58.872**

[153] Il decremento di 430 milioni di euro si riferisce, prevalentemente, al settore Gas & Power e ad Eni S.p.A

[154] Si riferisce ad operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza

[155] Comprendono ratei e risconti: per prestazioni di servizio anticipate; per affitti e canoni; per premi assicurativi

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
Terreni	626	10			2	(3)	(9)	626	654	28
Fabbricati	886	36	(100)	(37)	25	(34)	46	822	3.129	2.307
Impianti e macchinari	39.042	3.599	(6.370)	(496)	3	(176)	7.238	42.840	101.538	58.698
Attrezzature industriali e commerciali	826	214	(179)	(2)	16	(17)	228	1.086	2.482	1.396
Altri beni	377	152	(130)	(4)		(8)	156	543	1.920	1.377
Immobilizzazioni in corso ed acconti	17.498	8.289		(451)	2	(273)	(7.805)	17.260	18.801	1.541
	59.255	**12.300**	**(6.779)**	**(990)**	**48**	**(511)**	**(146)**	**63.177**	**128.524**	**65.347**

Gli investimenti, di 12.312 milioni di euro nel 2008 e di 12.300 milioni di euro nel 2009, concernono, prevalentemente, i settori di Exploration & Production, Gas & Power, Ingegneria e Costruzioni e Refining & Marketing e comprendono oneri finanziari per 236 e 222 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009[156].

Le svalutazioni (1.343 e 990 milioni di euro, rispettivamente, per il 2008 ed il 2009), quantificate rapportando il valore di libro al valore recuperabile, hanno riguardato i seguenti settori di attività, per il valore a fianco di ciascuno indicato (al lordo del relativo effetto fiscale):

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	765	576
- Refining & Marketing	292	287
- Petrolchimica	279	121
- Altri settori	7	6
	1.343	**990**

Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo[157]riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme

[156] Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso, nel 2008 tra il 3,5% ed il 5,1% e, nel 2009, tra l'1,9% ed il 3,7%

[157] Detenute, prevalentemente, da società italiane (1.184 e 1.724 milioni di euro, rispettivamente, al 31.12.2008 ed al 31.12.2009)

di legge.

Attività immateriali

Le attività immateriali vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	749	1.907	(2.097)	335	77	971	2.295	1.324
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	148	44	(85)		42	149	1.203	1.054
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	786	17	(93)	(15)	38	733	2.475	1.742
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	377	264			(61)	580	590	10
- Altre attività immateriali	158	18	(52)	1.595	14	1.733	1.995	262
	2.218	**2.250**	**(2.327)**	**1.915**	**110**	**4.166**	**8.558**	**4.392**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
Avviamento	2.115			1.417	(1)	3.531		
	4.333	**2.250**	**(2.327)**	**3.332**	**109**	**7.697**		

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	971	1.273	(1.615)		2	631	2.259	1.628
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	149	10	(85)		64	138	1.275	1.137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	733	20	(153)		71	671	2.403	1.732
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	580	83			(82)	581	584	3
- Altre attività immateriali	1.733	9	(136)		20	1.626	2.035	409
	4.166	**1.395**	**(1.989)**		**75**	**3.647**	**8.556**	**4.909**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
Avviamento	3.531			15	864	4.410		
	7.697	**1.395**	**(1.989)**	**15**	**939**	**8.057**		

I costi per attività mineraria, del valore finale netto di 971 e di 631 milioni di euro nel 2008 e nel 2009, riguardano, prevalentemente, i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che vengono ammortizzati linearmente

nel periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente; in caso di rilascio o di cessazione, gli stessi vengono integralmente svalutati[158].

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili, del valore finale netto di 733 e 671 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, afferiscono, prevalentemente, i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria ed a concessioni di sfruttamento minerario.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.733 e di 1.626 milioni di euro, rispettivamente, per il 2008 ed il 2009, riguardano principalmente: la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.355 e 1.244 milioni di euro, rispettivamente, per il 2008 ed il 2009, rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV.

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Ammontanti, al 31 dicembre 2008, a 5.471 milioni di euro, ed al 31 dicembre 2009, a 5.828 milioni di euro, vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2008								
Partecipazioni in imprese controllate	141	41	27	(6)	(5)	3	(24)	177
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.310	47	536	(94)	(444)	(123)	25	3.257
Partecipazioni in imprese collegate	2.188	289	198	(5)	(266)	35	(402)	2.037
	5.639	**377**	**761**	**(105)**	**(715)**	**(85)**	**(401)**	**5.471**

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009								
Partecipazioni in imprese controllate	177	1	42	(4)	(8)	(3)	12	217
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.257	25	478	(81)	(254)	(54)	(44)	3.327
Partecipazioni in imprese collegate	2.037	200	173	(156)	(122)	(31)	183	2.284
	5.471	**226**	**693**	**(241)**	**(384)**	**(88)**	**151**	**5.828**

Le acquisizioni e le sottoscrizioni, per 377 milioni di euro nel 2008 e di 226

[158] Sono calcolati anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che sono ammontati a 1.715 milioni di euro nell'esercizio 2008 ed a 1.271 milioni di euro nell'esercizio 2009

milioni di euro nel 2009, si riferiscono, per 345 milioni di euro nel 2008 e per 224 milioni di euro nel 2009, alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 181 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

Altre attività finanziarie

Sono composte: da crediti finanziari strumentali all'attività operativa per 1.084 e 1.112 milioni di euro, rispettivamente, per il 2008 ed il 2009, che riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, nonché crediti per leasing finanziario[159]; da titoli strumentali all'attività operativa, per 50 e 36 milioni di euro, nel 2008 e nel 2009[160], che sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano e da Stati esteri e che si intendono mantenere fino alla scadenza.

Attività per imposte anticipate

Sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.468 e 3.764 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009.

Altre attività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	24	18
- per interessi su crediti d'imposta	58	55
- per crediti Iva	2	
	84	**73**
- Amministrazioni finanziarie estere	28	39
	112	**112**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	780	710
- altri	268	215
	1.048	**925**
Fair value su contratti derivati non di copertura	480	339
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	197	129
Altre attività	44	433
	1.881	**1.938**

Le attività di disinvestimento di 780 e 710 milioni di euro, rispettivamente per il

[159] Tali crediti concernono la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE, società entrata nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo della Distrigas NV

[160] Il decremento è da riferirsi a Banque Eni SA

2008 ed il 2009, comprendono: il credito rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo con le Autorità venezuelane che hanno riconosciuto un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, a fronte dell'*asset* espropriato nell'area Dación; il credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al *partner* kazakho KazMunaiGas[161].

Le altre attività di 433 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono, per il 2009, la rilevazione del "*deferred cost*", con contropartita debiti verso fornitori, relativo all'importo dei volumi di gas per i quali, nei due esercizi, è maturato in capo a Eni l'obbligo di *take-or-pay* in adempimento ai relativi contratti di acquisto, per i quali si ipotizza il ritiro oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi.

[161] Sulla base degli accordi definitivi tra i partner del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità Kazakhe

8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale degli esercizi 2008 e 2009:

	31.12.2008	31.12.2009
(milioni di euro)	**Totale**	**Totale**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	6.359	3.545
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	549	3.191
Debiti commerciali ed altri debiti	20.515	19.174
Passività per imposte sul reddito correnti	1.949	1.291
Passività per altre imposte correnti	1.660	1.431
Altre passività correnti	3.863	1.856
	34.895	**30.488**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	13.929	18.064
Fondi per rischi ed oneri	9.506	10.319
Fondi per benefici ai dipendenti	947	944
Passività per imposte differite	5.784	4.907
Altre passività non correnti	3.102	2.480
	33.268	**36.714**
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		**276**
TOTALE PASSIVITA'	**68.163**	**67.478**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	***4.074***	***3.978***
Patrimonio netto Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve	40.722	46.269
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)
Acconto sul dividendo	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	8.825	4.367
Totale patrimonio netto di Eni	**44.436**	**46.073**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**48.510**	**50.051**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**116.673**	**117.529**

Si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale

B) PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Il decremento, nel 2009, di 2.814 milioni di euro[162] delle passività finanziarie a breve termine è stato determinato, prevalentemente, dalla circostanza che il saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi (2.889 milioni di euro) è stato in parte compensato dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (97 milioni di euro).

Debiti commerciali ed altri debiti

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Debiti commerciali	12.590	10.078
Acconti ed anticipi	2.916	3.230
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	*1.716*	*1.541*
- altri debiti	*3.293*	*4.325*
	5.009	**5.866**
	20.515	**19.174**

Nei due esercizi di riferimento, sono ammontati, rispettivamente, a 20.515 milioni di euro nel 2008 ed a 19.174 milioni di euro nel 2009. Il decremento dei debiti commerciali, di 2.512 milioni di euro, è da riferirsi, prevalentemente, ai settori Gas & Power, Ingegneria & Costruzioni, Exploration & Production; la riduzione è stata compensata dall'aumento (per 266 milioni di euro) che si è avuto nel settore Refining & Marketing.

Passività per imposte sul reddito correnti

Il decremento, nel 2009, di 658 milioni di euro è relativo, prevalentemente alle imposte sul reddito delle imprese italiane che comprendono l'effetto fiscale[163], correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge*.

Passività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, accise ed imposte di consumo.

---

[162] 6.359 milioni di euro al 31 dicembre 2008 a fronte di 3.545 milioni di euro al 31 dicembre 2009

[163] Rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto

Altre passività correnti

A detta voce sono riconducibili: "*fair value* su contratti derivati non di copertura" di milioni di euro 1.418 e 691, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009[164]; "*fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*" per 452 e 680 milioni di euro, rispettivamente per il 2008 e per il 2009[165]; "altre passività" per 1.993 e 485 milioni di euro, rispettivamente, per il 2008 e per il 2009[166].

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Si analizzano come segue:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
Tipo	**Scadenza**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Oltre**	**Totale**
Banche	**2010-29**	7.003	9.056	2.028	1.106	3.559	323	1.122	918	7.028
Obbligazioni ordinarie	**2010-37**	6.843	11.687	1.111	141	38	1.589	1.314	7.494	10.576
Altri finanziatori	**2010-21**	632	512	52	95	63	55	51	196	460
		14.478	**21.255**	**3.191**	**1.342**	**3.660**	**1.967**	**2.487**	**8.608**	**18.064**

L'incremento, di 6.777 milioni di euro, delle passività finanziarie a lungo termine (comprensive delle quote a breve termine, di 14.478[167] e 21.255[168] milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009), è da riconnettersi, prevalentemente, al saldo tra le nuove assunzioni ed i rimborsi, alle differenze da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale, compensate dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

I debiti verso banche riguardano soprattutto l'utilizzo di linee di credito *committed*.

Le obbligazioni ordinarie, di 6.843 e di 11.687 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium term Notes e altri prestiti obbligazionari.

---

[164] Riguarda contratti privi dei requisiti formali e non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie

[165] Si riferisce ad operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza ed al fair value passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2010

[166] Il decremento è dovuto, principalmente, all'estinzione del diritto, da parte di Distrigas NV, di vendere ad Eni la propria partecipazione

[167] Di cui 549 milioni di euro, nel 2008, per quote a breve di passività a lungo termine

[168] Di cui 3.191 milioni di euro, nel 2009, per quote a breve di passività a lungo termine

Fondi per rischi ed oneri

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Variazioni stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Fondo abbandono e ripristino siti	4.574		317	212	(191)	(5)	(110)	4.797
Fondo rischi ambientali	1.980	280			(249)	(22)	(53)	1.936
Fondo rischi per contenziosi	812	372			(62)	(39)	85	1.168
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	404	135					(25)	514
Fondo approvvigionamento merci	308	35		10				353
Fondo per imposte	260	46				(1)	(9)	296
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	96				(39)	(9)	211
Fondo contratti onerosi	4	115			(26)		(3)	90
Fondo mutua assicurazione OIL	72	9			(1)	(1)		79
Altri fondi (di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro)	929	306	22	(4)	(298)	(72)	(8)	875
	9.506	**1.394**	**339**	**218**	**(827)**	**(179)**	**(132)**	**10.319**

Il fondo abbandono e ripristino siti, di 4.574 e 4.797 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguarda, principalmente, i costi presunti da sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi (per la chiusura dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti).

Il fondo rischi ambientali, di 1.980 e 1.936 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concerne la stima degli oneri relativi ad interventi ambientali[169] e dei costi di interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti dismessi.

Il fondo rischi per contenziosi, di 812 e 1.168, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguarda gli oneri previsti per penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura[170].

Fondi per benefici ai dipendenti

Nei due esercizi di riferimento, sono ammontati, rispettivamente, a 947 milioni di euro nel 2008 ed a 944 milioni di euro nel 2009 ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato[171]

Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.468 e 3.764 milioni di euro, rispettivamente,

[169] Previsti da norme di legge e da regolamenti
[170] Viene quantificato, sulla base della miglior stima della passività e riguarda, principalmente, i settori: Gas & Power, Ingegneria & Costruzioni, Syndial SpA, Eni Corporate e Petrolchimica
[171] Disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile

nell'esercizio 2008 e nell'esercizio 2009.

Altre passività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Fair value su contratti derivati di non copertura	564	372
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	499	436
Passività non correnti per imposte sul reddito correnti	254	52
Altri debiti	55	54
Altre passività	1.730	1.566
	3.102	**2.480**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 564 e di 372 milioni di euro milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguarda contratti stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 499 e di 436 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, è riferito alla Distrigas Nv e al settore Exploration & Production.

Le passività non correnti per imposte sul reddito correnti di 254 e di 52 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute[172].

Le altre passività di 1.730 e di 1.566 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez per forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita

Concernono le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite[173], per le quali sono in corso le trattative di vendita.

---

[172] A seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008, relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili

[173] Sono: Società Padana Energia SpA; Società Adriatica Idrocarburi SpA; Società Gas Brasiliano Distribuidora SA; Distri RE Sa

PATRIMONIO NETTO

Capitale e riserve di terzi azionisti

Si analizzano come segue:

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	**2008**	**2009**	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Saipem SpA	407	567	1.560	2.005
Snam Rete Gas SpA	254	369	948	1.568
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(1)	1	128	123
Tigàz Tszàntùli Gàzszolgàltatò Részvénytàrsasàg	(11)	8	65	72
Distrigas NV	74		1.162	
Altre	10	5	211	210
	733	**950**	**4.074**	**3.978**

L'incremento, nel 2009, del patrimonio netto di Snam Rete Gas SpA comprende l'aumento del capitale versato dai terzi azionisti compensato dagli oneri connessi all'acquisto da Eni di Italgas SpA e di Stogit SpA.

L'azzeramento del patrimonio netto dei terzi azionisti di Distrigas Nv è da connettersi all'acquisizione del 100% della società conseguente all'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza[174].

Patrimonio netto Eni

(milioni di euro)	**31.12.2008**	**31.12.2009**
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(90)	(439)
Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	4	5
Altre riserve	(1.054)	1.492
Riserva per differenze di cambio da conversione	(969)	(1.665)
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)
Utili relativi ad esercizi precedenti	34.685	39.160
Acconto sul dividendo	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	8.825	4.367
	44.436	**46.073**

- Capitale sociale

  Al 31 dicembre del 2008 e del 2009, il capitale sociale di Eni SpA, interamente

[174] Con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni

versato, era costituito da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

- Riserva legale

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 del Codice Civile, non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. In entrambi gli esercizi di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla Legge.

- Azioni proprie

Le azioni proprie sono ammontate, nel 2008 e nel 2009, a 6.757 milioni di euro. Si è già cennato nel presente referto che nel 2009 non sono stati effettuati acquisti ed è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva fissato per l'acquisto di azioni proprie.

- Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo, di 2.359 e di 1.811 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e 2009, riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione e dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione[175].

Il patrimonio netto di Eni, al termine del 2009, è risultato in aumento (di 1.637 milioni di euro), nonostante la riduzione (per 4.458 milioni di euro) dell'utile dell'esercizio.

[175] Si è già, in questa relazione, segnalato che tali acconti sono stati deliberati dal Consiglio di Amministrazione, rispettivamente, l'11 settembre 2008 ed il 10 settembre 2009, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e sono stati posti in pagamento a partire dal 25 settembre 2008 e dal 24 settembre 2009

8.3. Il conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico degli esercizi 2008 e 2009:

	31.12.2008	**31.12.2009**
(milioni euro)	**Totale**	**Totale**
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	108.082	83.227
Altri ricavi e proventi	728	1.118
Totale ricavi	**108.810**	**84.345**
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	58.351
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	*(21)*	*250*
Costo lavoro	4.004	4.181
- di cui proventi non ricorrenti		
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	**(124)**	**55**
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	**9.815**	**9.813**
UTILE OPERATIVO	**18.517**	**12.055**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	7.985	5.950
Oneri finanziari	(8.198)	(6.497)
Strumenti derivati	(427)	(4)
	(640)	**(551)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	640	393
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	733	176
	1.373	**569**
UTILE ANTE POSTE	**19.250**	**12.073**
Imposte sul reddito	(9.692)	(6.756)
Utile netto	**9.558**	**5.317**
Di competenza:		
- azionisti Eni	8.825	4.367
- terzi azionisti	733	950
	9.558	**5.317**
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli Azionisti Eni (ammontare in euro per azione)		
- semplice	2,43	1,21
- diluito	2,43	1,21

Nel far rinvio ai dati contenuti nei bilanci della Società, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	33.042	23.801	(9.241)	(28,0)
Gas & Power	37.062	30.447	(6.615)	(17,8)
Refining & Marketing	45.017	31.769	(13.248)	(29,4)
Petrolchimica	6.303	4.203	(2.100)	(33,3)
Ingegneria & Costruzioni	9.176	9.664	488	5,3
Altre attività	185	88	(97)	(52,4)
Corporate e società finanziarie	1.331	1.280	(51)	(3,8)
Effetto eliminazione utili interni	75	(66)	(141)	
Elisioni di consolidamento	(24.109)	(17.959)	6.150	
	108.082	83.227	(24.855)	(23,0)

Rispetto al 2008, in cui risultavano pari a 108.082 milioni di euro, nel 2009 i ricavi della gestione caratteristica, (83.227 milioni di euro), sono diminuiti di 24.855 milioni di euro per l'effetto congiunto della riduzione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere e di quella dei volumi di vendita[176].

Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

Altri ricavi e proventi

L'aumento dai 728 milioni di euro del 2008 ai 1.118 milioni di euro nel 2009, è da riconnettersi, principalmente, alla voce "plusvalenze da vendite di attività materiali ed immateriali"[177].

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Pari a 76.350 e 58.351 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono diminuiti, in quest'ultimo esercizio, di 17.999 milioni di euro per effetto dei minori costi di approvvigionamento (peraltro compensati dal deprezzamento dell'euro sul dollaro). La posta all'esame include, per il 2008 ed il 2009, accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali ed immateriali e, relativamente all'esercizio 2009, anche "oneri non ricorrenti", che concernono l'accantonamento dell'importo che

[176] I ricavi sono diminuiti, nel settore Exploration & Production in seguito alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi equity; nel settore Gas & Power per effetto della riduzione del prezzo di vendita del gas e di quelle delle vendite in Italia, dovuto agli effetti della recessione economica; nei settori Refining & Marketing e della Petrolchimica, a causa, soprattutto, della riduzione dei prezzi di vendita e dei volumi venduti; nel settore Ingegneria & Costruzioni, i ricavi sono, invece, aumentati nel 2009, per effetto dell'elevato numero di progetti oil&gas avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero

[177] Di 48 e 306 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009

prevedibilmente conseguirà alla definizione della vertenza relativa al consorzio TSKJ (di cui è cenno in altra parte del presente referto)[178].

Costo del lavoro

Si analizza come segue:

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Salari e stipendi	3.204	3.330
Oneri sociali	694	706
Oneri per benefici ai dipendenti	107	137
Altri costi	282	342
	4.287	**4.515**
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni – attività materiali	(235)	(280)
- incrementi per lavori interni – attività immateriali	(48)	(54)
	4.004	**4.181**

Nel far rinvio a quanto al riguardo già riferito nella presente relazione, può ora osservarsi che il costo del lavoro, di 4.004 e 4.181 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, è aumentato di 177 milioni di euro (+4,4%), per l'effetto congiunto dell'incremento del costo del lavoro unitario in Italia e all'estero[179], e di quelli dell'occupazione media all'estero[180] e degli esodi agevolati. Aumenti parzialmente compensati dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in base alle regole dell'hedge accounting[181].

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli ammortamenti, per 8.422 e 8.762 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, sono aumentati di 340 milioni di euro, essenzialmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production, per effetto dell'incremento degli ammortamenti degli asset acquisiti, e dei maggiori costi degli investimenti riferiti a progetti di

[178] Vedi paragrafo 5.5.
[179] In parte dovuto all'effetto cambio
[180] Per l'acquisizione di Distrigas nel settore Gas & Power e per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni ed Exploration & Production
[181] Il provento netto su contratti derivati su commodity, di 55 milioni di euro nel 2009, comprende il provento di 6 milioni di euro relativo alla variazione del fair value, inefficace ai fini della copertura dei contratti derivati di copertura cash flow hedge posti in essere dal settore Exploration & Production

sviluppo a elevata complessità, parzialmente compensati dall'effetto cambio.

Le svalutazioni, pari a 1.393 e 1.051 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, afferiscono alle valutazioni di proprietà oil&gas; all'aumento dei costi nel settore Exploration & Production[182]; alla valutazione di impianti di raffinazione a bassa complessità e di impianti petrolchimici, in connessione alla riduzione dei margini conseguente al calo della domanda ed all'aumento della concorrenza.

UTILE OPERATIVO

L'utile operativo nel 2009, pari a 12.055 milioni di euro, è diminuito di 6.462 milioni di euro rispetto al 2008, nel quale aveva raggiunto l'importo di 18.517 milioni di euro.

Nella tabella che segue ne è specificato l'andamento nel biennio 2008-2009 per settore di attività:

(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
Gas & Power	4.030	3.687	(343)	(8,5)
Refining & Marketing	(988)	(102)	886	89,7
Petrolchimica	(845)	(675)	170	20,1
Ingegneria & Costruzioni	1.045	881	(164)	(15,7)
Altre attività	(346)	(382)	(36)	(10,4)
Corporate e società finanziarie	(743)	(474)	269	36,2
Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)

L'utile operativo adjusted, che si calcola escludendo l'utile di magazzino ed altre voci, costituite da oneri netti, è diminuito, nel 2009, di 8.486 milioni, in conseguenza della contrazione dei risultati operativi registrati in quasi tutti i settori di attività, come mostra la tabella che segue:

[182] In particolare nel Golfo del Messico, Australia, Congo ed Egitto

(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	936	(345)	(1.281)	
Esclusione *special item*	2.155	1.412	(743)	
di cui:				
- *oneri (proventi) non ricorrenti*	*(21)*	*250*	*271*	
- *altri special item*	*2.176*	*1.162*	*(1.014)*	
Utile operativo *adjusted*	21.608	13.122	(8.486)	(39,3)
Dettaglio per settore di attività:				
Exploration & Production	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
Gas & Power	3.564	3.901	337	9,5
Refining & Marketing	580	(357)	(937)	-
Petrolchimica	(398)	(426)	(28)	(7,0)
Ingegneria & Costruzioni	1.041	1.120	79	7,6
Altre attività	(244)	(258)	(14)	(5,7)
Corporate e società finanziarie	(282)	(342)	(60)	(21,3)
Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
	21.608	13.122	(8.486)	(39,3)

Con riferimento ai dati risultanti dalla tabella, può notarsi, relativamente ai vari settori, quanto segue:

- Exploration & Production, la perdita operativa di -7.738 milioni di euro nel 2009 (pari ad una riduzione del 44,9% rispetto al risultato del 2008) è da riferirsi alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas ed alla minore produzione venduta, parzialmente compensate dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro;
- Refining & Marketing, dopo aver chiuso il 2008 con un utile di 580 milioni di euro, ha perso, nel 2009, 357 milioni di euro, per effetto della considerevole riduzione del margine di raffinazione e delle attività commerciali, connessa con la precarietà della situazione economica generale;
- Petrolchimica, anche in questo settore si è avuta nel 2009 una perdita operativa di -28 milioni di euro (pari al -7% rispetto al 2008), per la difficile situazione determinata dalla domanda in calo, dall'eccesso di capacità e dalla considerevole concorrenza.

Queste riduzioni sono state solo parzialmente compensate dal maggior utile operativo adjusted registrato dai settori:

- Gas & Power, che ha ottenuto nel 2009 un utile di +337 milioni di euro (3.564 e 3.901 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009);
- Ingegneria & Costruzioni, che ha registrato nel 2009 un utile di +79 milioni di euro (1.041 e 1.120 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009).

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Il miglioramento nel 2009 degli oneri finanziari netti, connesso con la riduzione,

di questi[183] di 89 milioni di euro, è da riferirsi, prevalentemente, alla riduzione dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari[184].

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni, che sono ammontati a 1.373 e 569 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009, concernono le quote di competenza dei risultati netti delle imprese partecipate (valutate con il metodo del patrimonio netto)[185] ed i dividendi derivanti da partecipazioni (valutate al costo)[186].

UTILE ANTE IMPOSTE

Dalla tabella del conto economico risulta che nel 2009 l'utile ante imposte è diminuito (da 19.205 a 12.073 milioni di euro, rispettivamente, nel 2008 e nel 2009); come mostra il prospetto analitico che segue. Tale riduzione ha determinato quella del 30% del totale delle imposte sul reddito, passate dai 9.692 milioni di euro del 2008 ai 6.756 milioni di euro del 2009; il settore nel quale il fenomeno ha assunto maggiori proporzioni è stato quello dell'Exploration & Production, a causa della riduzione delle imposte relative alle imprese straniere (- 3.755 milioni di euro nel 2009):

(milioni di euro)	**2008**	**2009**
Imposte correnti:		
- imprese italiane	1.916	1.724
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	9.744	5.989
- imprese estere	426	483
	12.086	**8.196**
Imposte differite ed anticipate nette:		
- imprese italiane	(1.603)	(534)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(827)	(733)
- imprese estere	36	(173)
	(2.394)	**(1.440)**
	9.692	**6.756**

UTILE NETTO

L'utile netto conseguito dall'Eni nel 2009, di 4.367 milioni di euro, è diminuito di 4.458 milioni di euro rispetto a quello del 2008 (con una riduzione del 50,5%). Tale riduzione è da riconnettersi al peggioramento dell'intero comparto operativo che si è avuto nei primi nove mesi dell'anno.

La riduzione dell'utile netto è stata determinata anche dal peggioramento dei

[183] Ammontati a 640 milioni di euro nel 2008 ed a 551 milioni di euro del 2009
[184] Euribor -3,4 punti percentuali; Libor -2,2 punti percentuali
[185] Principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production
[186] In particolare da Nigeria LNG Ltd

risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e dall'aumento del tax rate di Gruppo (dal 50,3% al 56%), in seguito, prevalentemente, alla variazione della legislazione fiscale in Italia e all'estero.

La riduzione dell'utile nel 2009, ha determinato anche quella dell'utile netto per azione, come mostra il prospetto analitico che segue[187]:

	2008	2009
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontare in euro per azione)		
- semplice	2,43	1,21
- diluito	2,43	1,21

[187] Nel quale l'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato di 3.638.835.896 e di 3.622.405.852, rispettivamente, negli esercizi 2008 e 2009
L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse
Al 31 dicembre 2008 e 2009, le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito, è di 3.638.854.276 e di 3.622.438.937, rispettivamente, negli esercizi 2008 e 2009

9. Considerazioni conclusive

Nel rinviare ai dati forniti nella relazione, può qui, succintamente, rammentarsi che l'Eni S.p.A. è presente in 77 Paesi, con oltre 78.000 dipendenti (dei quali circa il 50% operante in Italia), dal costo, in ognuno dei due esercizi considerati, di oltre 4 miliardi di euro; che il patrimonio netto delle Società è risultato, nel biennio, di oltre 30 miliardi di euro e che quello del Gruppo Eni ha superato, nel 2009, i 50 miliardi di euro.

Si è inoltre nel testo evidenziato come l'eccezionale recessione economica che ha interessato anche il nostro Paese, in particolare nel 2009, abbia, inevitabilmente, inciso sull'attività e sui risultati della gestione dell'Eni.

Il biennio ora considerato è stato connotato, proprio a seguito di tale situazione e del connesso deterioramento dei mercati, da un andamento disomogeneo.

L'esercizio 2008, anche per effetto della circostanza che le difficoltà della situazione generale si sono determinate a partire dall'ultimo quadrimestre dell'anno, è risultato molto positivo per l'Eni sia sotto il profilo economico, che sotto quello operativo, avendo la Società fatto riscontrare una crescita tra le più elevate di quelle ottenute nel settore, che ha consentito anche l'attribuzione di 5,7 miliardi di euro agli azionisti.

Sempre nel 2008 si è concretizzata l'acquisizione di Distrigas, che ha permesso all'Eni di consolidare la leadership del mercato europeo del gas e di conquistare una posizione molto rilevante in Belgio, Paese che, sotto il profilo della collocazione geografica e del sistema logistico, si pone, per il mercato del gas, come uno dei più importanti nel contesto europeo.

Sulla base delle risultanze del conto consolidato, in tale esercizio l'Eni ha conseguito un utile netto di 8,8 miliardi di euro (ed un utile netto adjusted di 10,2 miliardi di euro); la remunerazione del capitale investito (Roace) ha raggiunto il 17,6%.

Nel 2009, come sottolineato nel corso della relazione, in presenza di una recessione economica di estrema gravità, i risultati sono, invece, peggiorati, pur rivelandosi superiori a quelli attesi dal mercato e tra i migliori dell'industria.

L'utile netto del 2009 è stato, infatti, pari a 4,37 miliardi di euro e l'utile netto adjusted a 5,21 miliardi di euro, in flessione per il 49% circa rispetto al 2008, a causa della riduzione del prezzo del barile nei primi nove mesi dell'anno e di quella, drastica, del margine di raffinazione. Sui risultati di bilancio del biennio hanno inciso, in particolare, svalutazioni di impianti e di proprietà oli & gas per circa 2,7 miliardi di euro.

La critica situazione cennata ha, ovviamente, comportato riflessi pure sulla gestione di Eni S.p.A., i cui bilanci di esercizio mostrano come l'utile netto nel biennio

si sia ridotto dai 6,7 miliardi di euro circa del 2008 ai 5,1 miliardi di euro circa del 2009.

Nonostante la precarietà della condizione dell'economia generale, l'Eni è riuscita ad ottenere una crescita, in particolare, nei settori Gas & Power ed Ingegneria e Costruzioni.

Si tratta di risultati particolarmente significativi, ove si tenga conto, oltre che della cennata precarietà della generale situazione economica e dei mercati, della sussistenza di ulteriori fattori - come quelli relativi ai Paesi in cui l'Eni opera, dei quali si accennerà più avanti - che determinano effetti rilevanti sulla produzione e sulla rischiosità degli investimenti.

In effetti, al 31 dicembre 2009, circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi dell'Eni e circa il 60% degli approvvigionamenti di gas, si trovavano in Paesi diversi da quelli europei e del Nord America, alcuni dei quali versano in condizioni economicamente o politicamente non sempre stabili.

In particolare, la capacità della Società di operare in tali Paesi e di garantirsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas, resta, comunque, soggetta a cambiamenti del quadro politico; a crisi economiche; a conflitti sociali interni; ad incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera nel caso di inadempimenti contrattuali da parte di privati o di Enti di Stato; a modifiche unilaterali delle previsioni contrattuali; ad espropriazioni; a restrizioni all'esplorazione ed alla produzione; a variazioni della fiscalità; a sabotaggi, ecc..

A tali delicati fattori – che richiedono, ai fini della programmazione degli investimenti, un attento, periodico monitoraggio dei rischi politici, sociali ed economici relativi ai numerosi Paesi in cui l'Eni opera - si sommano quelli connessi con la tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, che hanno rilevanti ricadute in termini di costi ed espongono l'impresa a passività potenziali, anche di significativo ammontare.

E' a dirsi al riguardo che, le attività che la Società svolge all'interno ed all'esterno del nostro Paese sono soggette al rigoroso rispetto delle previsioni normative, nazionali, locali ed internazionali, poste a salvaguardia della pubblica incolumità (oltre che del personale impiegato), delle popolazioni e dei territori interessati (tra le quali basti rammentare le disposizioni sulla sicurezza dei lavoratori; sul rispetto dei limiti di emissioni di sostanze inquinanti in terra, aria ed acqua; sulla corretta gestione dei rifiuti e della bio diversità, ecc.), la mancata osservanza delle quali comporta sanzioni, anche penali, a carico dei responsabili e, talora, della stessa Società. Sotto tale profilo, va segnalato il costante impegno dell'Eni sulle tematiche di sostenibilità, che, a partire dal 2006, sono divenute parte integrante del modello di governance della società ed ispirano strutturalmente le scelte di business.

Oltre alle cennate, eventuali emergenze[188], sussistono rilevanti rischi specificamente relativi alle varie attività poste in essere dalla Società.

Così, per l'attività di ricerca e di produzione di idrocarburi sono rilevanti i rischi connessi con le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas (come quelli dell'esito negativo della ricerca, della presenza di pozzi sterili o di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità).

Ed è anche da tener presente che tra l'esplorazione, la produzione e la commercializzazione del prodotto – ed in specie per le ricerche off-shore profondo e per le aree lontane – intercorre un notevole lasso temporale, periodo nel corso del quale il successo dell'iniziativa può venir condizionato dagli aumenti dei costi di ricerca e di produzione, nonché dalle variazioni del prezzo del petrolio, la cui volatilità costituisce, sotto il profilo economico, il maggiore fattore di incertezza, non solo per le pesanti ricadute sui risultati operativi, ma anche per i riflessi che determina sulla sostenibilità dei programmi di investimento.

Per tali ragioni, l'Eni, come le altre compagnie che operano nel settore, proietta la valutazione degli investimenti su scenari di lungo periodo per poter far riferimento ad un prezzo di equilibrio del petrolio.

Così, per il quadriennio 2010-2013, è stato previsto un prezzo di lungo termine di 65 dollari al barile, sulla base del quale è stato impostato un programma di investimenti di 52,8 miliardi di euro (dei quali, 37,7 per la ricerca e lo sviluppo delle riserve di petrolio e di gas).

Come cennato, a detti fattori generali e specifici di rischio, si è sommata, nell'ultima parte del 2008 e nel 2009, la grave situazione economica mondiale che non poteva non avere ripercussioni sulla gestione della Società.

Le risultanze dei bilanci e gli ampi elementi di informazione e di valutazione contenuti nelle relazioni che accompagnano gli elaborati contabili ne danno evidente contezza.

Quale segnale delle difficoltà incontrate, in particolare, nel 2009 dall'Eni, basti sottolineare, tra tutti – rinviando a quanto esposto in altre parti del presente referto – la sensibile contrazione del cash flow (-10,7 miliardi di euro), che ha determinato un aumento dell'indebitamento lordo di 3.963 milioni di euro rispetto al 2008 (passato dai 20.837 del 2008 ai 24.800 milioni di euro del 2009).

Va anche, in particolare, rammentato che l'utile netto adjusted conseguito nell'E&P, nel 2009, è stato del 50,9% inferiore a quello ottenuto nel 2008, per effetto della riduzione dei prezzi verificatasi nei primi nove mesi dell'anno e dei minori volumi

[188] Che sono gestite dal personale locale, sulla base di piani già predisposti che individuano ruoli, tipologie di intervento e risorse utilizzabili; nelle evenienze più gravi, i vari siti sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni, composta da specialisti, ai quali è demandato il compito di coordinare gli interventi e l'apporto di attrezzature e di risorse

venduti.

Anche il settore R&M ha fatto riscontrare, nel 2009, una perdita di 197 milioni di euro (rispetto all'utile di 521 milioni nel 2008) e la diminuzione, per un milione di tonnellate circa, delle lavorazioni, a causa della riduzione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e greggi pesanti, dell'elevata concorrenza e di un eccesso di capacità.

Pure la Petrolchimica ha continuato, nel 2009, ad accumulare perdite (di 340 milioni di euro) a causa della diminuzione della domanda, dell'eccesso di produzione e dell'elevata concorrenza.

Per converso, la Divisione G&P, pur nella cennata precaria situazione generale, ha fatto registrare, nel 2009, un utile netto di 2,92 miliardi di euro, superiore del 10% rispetto a quello del 2008; ciò, nonostante la flessione (del -7,4% in Europa e del -10% in Italia) del consumo di gas. Il risultato positivo è, in particolare, da ricollegarsi alla tenuta delle vendite in Europa, che ha compensato il considerevole calo delle stesse in Italia (-24,3%).

Anche il settore Ingegneria e Costruzioni ha riportato, nel 2009, risultati positivi, con un utile netto superiore del 14% rispetto a quello ottenuto nel 2008. Ciò, grazie ad un aumento dell'efficienza e ad una notevole mole di ordinazioni, in particolare per la Saipem, che sta espandendo la propria flotta di mezzi di costruzione e perforazione di classe mondiale.

Per ciò che concerne gli indicati settori nei quali i risultati definitivi sono stati più pesantemente penalizzati dal peggioramento dei mercati, può, comunque, rammentarsi, quanto alla Divisione E&P, che, nel 2009, sono stati avviati 27 nuovi giacimenti, che produrranno, a regime, 190 mila boe/giorno; sono stati stipulati accordi con l'Iraq ed il Venezuela; si sono avuti successi esplorativi in Angola ed ottenute nuove licenze in Ghana, nel Mar di Barents ed in Pakistan.

L'obiettivo della Società è di aumentare, nel prossimo quadriennio, la produzione di un tasso superiore al 2,5% in media annua, per oltre 2 milioni di boe/giorno nel 2013.

Quanto al Settore R&M, l'Eni si propone, nel "refining", di attuare investimenti selettivi, volti ad incrementare la capacità di conversione e ad aumentare l'efficienza; e, nel "marketing", di potenziare la rete aumentando la qualità dei servizi, i programmi di fidelizzazione ed il business non oil, nonché di incrementare le attività in Germania, Svizzera ed Austria.

Infine, riguardo alla Petrolchimica, l'Eni continuerà a focalizzare le azioni sul miglioramento dell'efficienza, privilegiando i prodotti dal più elevato valore aggiunto ed investendo, in modo selettivo, nel settore degli stirenici e degli elastomeri dal maggior livello competitivo.

E', conclusivamente emerso che la Società ha retto l'impatto di una gravissima situazione economica di portata mondiale ed ha anche ottenuto, nel 2009, risultati di tutto rilievo, e che ciò è da riconnettersi anche ad un'attenta gestione aziendale, che ha tempestivamente reagito con efficacia alle sfide del mercato.

In effetti, quanto, in particolare, all'assetto organizzativo e di governance, può riconoscersi che lo stesso - tra i più evoluti per aziende delle dimensioni e della complessità dell'Eni – si è rivelato funzionale al conseguimento degli obiettivi, grazie all'intensa attività del Consiglio di Amministrazione, l'azione del quale – anche in virtù della dialettica che si realizza nell'ambito dello stesso - ha garantito l'assunzione di decisioni strategiche coerenti con l'interesse della Società e degli gli azionisti.

Come segnalato nella presente relazione, va anche notato che la dimensione e la complessità dell'Eni hanno indotto la Società, in specie negli ultimi anni, a rafforzare le strutture deputate al controllo interno, che costituisce parte integrante del modello organizzativo e gestionale aziendale, in linea con l'evoluzione normativa e con le best practice nazionali e internazionali. In tale sistema, si è visto, assumono un ruolo centrale le funzioni aziendali preposte alle attività di controllo, l'Organismo di Vigilanza di cui al d.lgs 231/2001, il Comitato per il Controllo Interno ed il Collegio Sindacale, l'intensa operatività dei quali consente di ritenere adeguato il complesso meccanismo strutturato nel tempo e costantemente monitorato e mantenuto.

APPENDICE

ACRONIMI E GLOSSARIO

Divisione Exploration & Production	**E&P**
Divisione Gas & Power	**G&P**
Divisione Refining & Marketing	**R&M**
Oil-Gas Energy Commitee	**OGEC**
Stock Exchange Commission	**SEC**

TERMINI ECONOMICO-PATRIMONIALI

Dividend Yield **-** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield,* essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni)

Fair value **–** Valore di scambio

Idrocarburi equity **-** quota parte del greggio estratto dal giacimento che, sulla base dell'accordo in essere con il Paese produttore di petrolio, spetta alla compagnia petrolifera che lo estrae

IFRS (International financial reporting standard) **–** Principi contabili da osservarsi dalle società quotate nella redazione e nella presentazione dei bilanci

Hedge accounting **–** Regole contabili differenziate per tipologia di coperture applicabili nell'utilizzazione di strumenti derivati

Leverage **-** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti

Roace **-** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio

TSR *(Total Shareholder Return)* Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde **-** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri

Barile **-** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate

Boe **-** *Barrel of Oil Equivalent* Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615

Codice di rete **-** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti

Condensati **-** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie

Contratti cash flow hedge **–** Contratti derivati di copertura

Contratti di concessione **-** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria assume l'esclusiva delle attività, acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero

Conversione **-** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking,* il *visbreaking,* il *cooking,* la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre prospettive di redditività

Elastomeri (o Gomme) **-** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR)

EPC **-** *(Engineering Procurement, Construction)* Contratto tipico del settore delle costruzioni sulla terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato

EPIC **-** *(Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)* Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore,* avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio *(global or main contractor,* normalmente una società di costruzioni od un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti *(commissioning)*

Extrarete **-** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto di gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree *(jet fuel),* trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali

FPSO vessel **-** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo *(Floating Production, Storage and Offloading),* costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni

GJ – Il giga joule è pari ad un miliardo joule. Sei giga joule sono, circa, la quantità di energia chimica in un barile di petrolio

GNL **-** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas

GPL **-** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione

ISO – (Indipendent system operator) gestore di sistema indipendente

ITO – (Indipendent transmission operator) gestore di trasmissione indipendente

NGL **-** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" *(natural gasoline)* o condensati di impianto

Offshore/Onshore- II termine *offshore* è usato per indicare le attività che si svolgono in mare aperto; *onshore* è riferito alle attività che si svolgono sulla terra ferma

Olefine *(o* Alcheni) - Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri

Over/Under lifting **-** Appositi accordi regolano i diritti di ogni partner di ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto, determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) - Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati allo sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale

Production Sharing Agreement **-** Tipologia contrattuale vigente nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico, il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra *(Profit oil)* suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi

Recupero assistito - Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti

Ricerca esplorativa - Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi

Riserve certe **-** Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei disponibili, potranno ragionevolmente essere prodotte nelle condizioni esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi, sulla cui realizzazione l'impresa ha già definito un programma di sviluppo

Riserve possibili **-** Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, o che presentano un grado di economicità inferiore

Riserve probabili **-** Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere, ragionevolmente, recuperate

Riserve recuperabili **-** Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del grado di incertezza insito in ogni categoria

Risorse Contingent **-** Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più *contingencies*

Ship or pay **-** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato

Stirenici **-** Sono materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso le più svariate tecnologie di trasformazione.

Stoccaggio di modulazione **-** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda

Stoccaggio minerario **-** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano

Stoccaggio strategico **-** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas

Sviluppo **-** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas

Swap **-** Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura

Tasso di rimpiazzo delle riserve **-** Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso acquisizioni. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. L'indice viene generalmente mediato su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset *upstream),* alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equità* - nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement)* - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento

Take-or-pay **-** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, sulla base della quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto

TSO (European network of transmission system operators for electricity) rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica

Unbundling **–** Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione

Upstream/Downstream **-** II termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione

Vita media residua delle riserve **-** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno

Workover **-** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

ENI SpA

BILANCIO D'ESERCIZIO 2008

Assemblea ordinaria degli azionisti del 29 e 30 aprile 2009

L'avviso di convocazione è stato pubblicato
sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
n. 36, parte II del 28 marzo 2009 pag. 2.

Disclaimer

La relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Relazioni e bilancio consolidato di Eni	**Relazione sulla gestione** Profilo dell'anno Lettera agli Azionisti **Andamento operativo** Exploration & Production Gas & Power Refining & Marketing Petrolchimica Ingegneria & Costruzioni Commento ai risultati economico-finanziari Conto economico Stato patrimoniale e rendiconto finanziario Fattori di rischio e di incertezza Evoluzione prevedibile della gestione Altre informazioni Relazione sul governo societario Impegno per lo sviluppo sostenibile Glossario **Bilancio consolidato** Schemi di bilancio Criteri di redazione e principi contabili Note al bilancio consolidato Informazioni supplementari sull'attività *Oil & Gas* previste dalla *SEC* **Attestazione del *management*** **Relazione della Società di revisione**
Relazioni e bilancio d'esercizio di Eni SpA	**Relazione sulla gestione** Andamento operativo Commento ai risultati economico-finanziari Compensi e altre informazioni **Bilancio di esercizio** Schemi di Bilancio Criteri di redazione e principi contabili Note al bilancio d'esercizio **Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti** **Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.** **Attestazione del *management*** **Relazione della Società di revisione** **Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti**
Allegati	**Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2008** Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio **Allegati alle note del bilancio di esercizio** Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento

Profilo dell'anno

I risultati

Nel 2008 Eni ha conseguito l'utile netto di 8,8 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* è stato di 10,2 miliardi di euro, in aumento del 7,7% per effetto della migliore *performance* operativa conseguita principalmente dal settore Exploration & Production.

Il *cash flow* ha raggiunto il livello *record* di 21,8 miliardi di euro consentendo di finanziare investimenti tecnici e in acquisizioni di 18,9 miliardi di euro a supporto della crescita. La struttura patrimoniale è solida come espresso dal rapporto tra indebitamento e mezzi propri di 0,38.

Il dividendo

I risultati conseguiti nel 2008 e la solidità patrimoniale del Gruppo consentono la distribuzione di un dividendo di 1,30 euro per azione (1,30 euro nel 2007), di cui 0,65 euro già distribuiti come acconto. Per il futuro, il *management* conferma l'impegno nel sostenere un importante flusso di dividendi assicurando agli azionisti un *dividend yield* tra i più elevati del settore.

La produzione di idrocarburi

Nel 2008, in uno scenario di elevati prezzi del petrolio, Eni ha conseguito il livello produttivo *record* di 1,797 milioni di barili/giorno, con una crescita del 3,5% rispetto al 2007 per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan e la crescita organica registrata in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela. Escludendo l'effetto prezzo nei *PSA*, la produzione aumenta del 5,6%.

Resta fermo l'impegno del *management* a perseguire un forte tasso di crescita della produzione facendo leva sulla qualità del portafoglio di *asset* e sullo sviluppo di nuovi progetti nelle aree *core* di Africa, Asia Centrale e Russia. L'obiettivo Eni è di conseguire al 2012 il livello produttivo di oltre 2,05 milioni di barili/giorno allo scenario aziendale di prezzo del Brent di 55 dollari/barile, esprimendo un tasso di crescita medio annuo nel quadriennio del 3,5%.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2008 determinate sulla base del riferimento Brent a 36,5 dollari/barile ammontano a 6,6 miliardi di boe.

Le riserve certe includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto, nonché il 30% delle riserve delle società russe del gas ex-Yukos, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società.

Nel 2008 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 135% corrispondente a una vita utile residua delle riserve di 10 anni.

Le vendite di gas naturale

Vendite di gas mondo: 104,23 miliardi di metri cubi, in aumento del 5,3% per effetto dell'incremento delle vendite internazionali (+19,9%) dovuto al contributo dell'acquisizione di Distrigas e alla crescita organica

registrata sui mercati europei. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalla *performance* negativa del mercato Italia (-5,8%).

Al 2012 Eni intende conseguire un volume di vendite di 124 miliardi di metri cubi con un incremento medio annuo del 7% nelle vendite internazionali facendo leva sulle sinergie dell'acquisizione di Distrigas che permetteranno di espandere la quota di mercato nelle principali aree di consumo europee nonostante l'*outlook* non favorevole sulla domanda europea di gas.

Acquisizione Distrigas NV

L'acquisizione della quota di maggioranza del 57,243% dell'operatore del gas belga Distrigas NV rappresenta un risultato di rilevanza strategica assoluta che consentirà a Eni di rafforzare la *leadership* nel mercato europeo del gas. L'operazione ha un valore di 4,8 miliardi di euro.

Altri sviluppi di portafoglio

Nel gennaio 2008 Eni ha finalizzato l'acquisizione del 100% di Burren Energy del valore di 2,4 miliardi di euro con *asset* in produzione in Congo e Turkmenistan. A seguito dell'acquisizione, Eni ha integrato anche la società petrolifera indiana Hindustan Oil Exploration Limited.

È stato perfezionato con effetti economici dal 1° gennaio 2008 l'accordo minerario strategico definito nell'ottobre 2007 tra Eni e la società petrolifera di Stato NOC che estende, tra l'altro, la durata dei titoli minerari Eni in Libia fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas, e individua una serie di iniziative per la valorizzazione dell'ampia base di riserve, in particolare attraverso la realizzazione di importanti progetti gas.

Sono stati stipulati con il *partner* Suez i contratti di lungo termine per la fornitura da parte Eni di energia elettrica, gas e GNL per il controvalore di 1,56 miliardi di euro.

È stata acquisita per 0,7 miliardi di euro la società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'avvio della produzione nei giacimenti Calgary è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 30 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012.

È stato acquistato il 52% del capitale sociale e l'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture per 0,25 miliardi di euro, con l'obiettivo di sviluppare una capacità di stoccaggio di 5 miliardi di metri cubi a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito.

L'attività esplorativa

Nel 2008 sono stati investiti 1.918 milioni di euro (+13,2% rispetto al 2007) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa nelle aree di consolidata presenza con il completamento di 111 nuovi pozzi esplorativi (58 in quota Eni), oltre 21 pozzi in *progress* a fine esercizio e un tasso di successo commerciale del 36,5% (43,4% in quota Eni). Le principali scoperte sono state registrate in Angola, Australia, Congo, Croazia, Egitto, Golfo del Messico, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito e Tunisia.

Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di nuovi permessi in Angola, Algeria, Alaska, Gabon, Golfo del Messico, Indonesia, Norvegia e Regno Unito in linea con le strategie Eni di consolidamento della presenza nelle aree *core*. La superficie acquisita si estende per 57.361 chilometri quadrati (in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore).

Kazakhstan – Accordo finale su Kashagan

Il 31 ottobre 2008 i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) e le Autorità Kazakhe hanno firmato l'accordo definitivo che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan sulla base del *Memorandum of Understanding* del 14 gennaio 2008. Il *first oil* è atteso a fine 2012. Il *plateau* produttivo di fase 1 (*Experimental Program*) è stimato a 300 mila barili/giorno, con una capacità produttiva installata a completamento della fase 1 di 370 mila barili/giorno nel 2014.

Cessione di Stogit e Italgas a Snam Rete Gas

Il 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione Eni ha approvato la cessione a Snam Rete Gas dell'intero capitale sociale di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA ad un prezzo di 4,7 miliardi di euro. L'operazione è finalizzata al conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati consentendo a Eni di valorizzare al meglio Italgas e Stogit grazie alla maggiore visibilità di cui beneficeranno all'interno del perimetro Snam Rete Gas. L'operazione, il cui perfezionamento è atteso entro luglio 2009, sarà finalizzata attraverso un aumento di capitale di Snam Rete Gas che, per la parte riservata alle *minorities*, consentirà a Eni di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

Principali dati economici e finanziari		2006	2007	**2008**
(milioni di euro)				
Ricavi della gestione caratteristica		86.105	87.256	**108.148**
Utile operativo		19.327	18.868	**18.641**
Utile operativo *adjusted* [a]		20.490	18.986	**21.793**
Utile netto [b]		9.217	10.011	**8.825**
Utile netto *adjusted* [a][b]		10.412	9.470	**10.201**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		17.001	15.517	**21.801**
Investimenti tecnici		7.833	10.593	**14.562**
Investimenti in partecipazioni [c]		95	9.909	**4.305**
Dividendi per esercizio di competenza [d]		4.594	4.750	**4.713**
Dividendi pagati nell'esercizio		4.610	4.583	**4.910**
Acquisto di azioni proprie		1.241	680	**778**
Costi di ricerca e sviluppo		222	208	**217**
Totale attività al 31 dicembre		88.312	101.460	**116.590**
Debiti finanziari e obbligazionari al 31 dicembre		11.699	19.830	**20.865**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti al 31 dicembre		41.199	42.867	**48.510**
Indebitamento finanziario netto al 31 dicembre		6.767	16.327	**18.376**
Capitale Investito Netto al 31 dicembre		47.966	59.194	**66.886**
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	25,48	25,05	**16,74**
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.680,4	3.656,8	**3.622,4**
Capitalizzazione di borsa [e]	(miliardi di euro)	93,8	91,6	**60,6**

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 69.
(b) Di competenza Eni.
(c) Al netto delle disponibilità acquisite.
(d) L'importo 2008 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddittuali e finanziari		2006	2007	**2008**
Utile netto				
- *per azione* [a]	(euro)	*2,49*	*2,73*	***2,43***
- *per ADR* [a][b]	(USD)	*6,26*	*7,49*	***7,15***
Utile netto *adjusted*				
- *per azione* [a]	(euro)	*2,81*	*2,58*	***2,80***
- *per ADR* [a][b]	(USD)	*7,07*	*7,07*	***8,24***
Return On Average Capital Employed (ROACE)				
- *reported*	(%)	*20,3*	*20,5*	**15,7**
- *adjusted*	(%)	*22,7*	*19,3*	**17,6**
Leverage		0,16	0,38	**0,38**
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,25	1,30	**1,30**
Pay-out [c]	(%)	50	47	**53**
Redditività complessiva per l'azionista (TSR)	(%)	14,8	3,2	**(29,1)**
Dividend yield [d]	(%)	5,0	5,3	**7,6**

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.
(b) Un *ADR* rappresenta due azioni.
(c) Il valore 2008 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

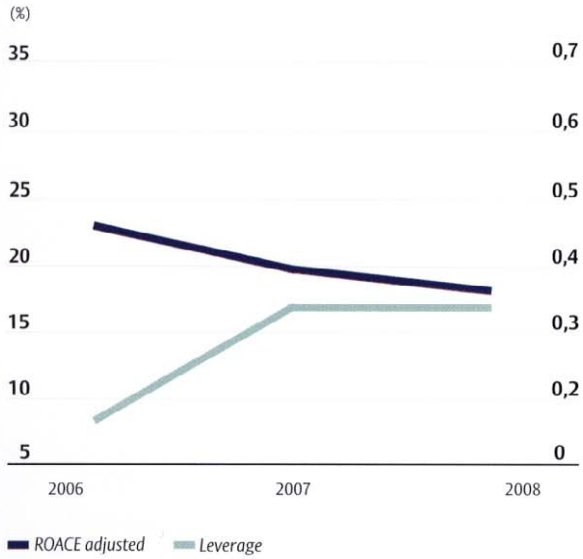
Principali indicatori di mercato		2006	2007	**2008**
Prezzo medio del greggio Brent *dated* [a]		65,14	72,52	**96,99**
Cambio medio EUR/USD [b]		1,256	1,371	**1,471**
Prezzo medio in euro del greggio Brent *dated*		51,86	52,90	**65,93**
Margini europei medi di raffinazione [c]		3,79	4,52	**6,49**
Margini europei medi di raffinazione in euro		3,02	3,30	**4,41**
Euribor - euro a tre mesi	(%)	3,1	4,3	**4,6**
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	5,2	5,3	**2,9**

(a) In USD per barile. Fonte: *Platt's Oilgram*.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati *Platt's Oilgram*.

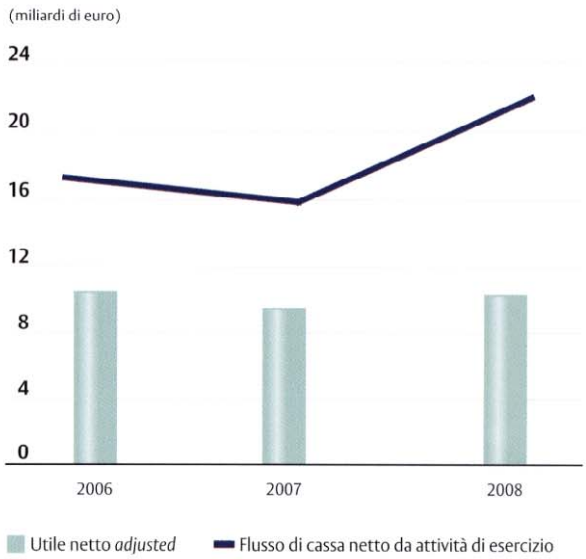
Principali dati operativi		2006	2007	**2008**
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.436	6.370	**6.600**
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.481	3.219	**3.335**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	480	512	**531**
Vita utile residua riserve	(anni)	10,0	10,0	**10,0**
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.770	1.736	**1.797**
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.079	1.020	**1.026**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	112	116	**125**
Gas & Power				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	98,10	98,96	**104,23**
- di cui vendite E&P [(a)]	(miliardi di metri cubi)	4,69	5,39	**6,00**
Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	9,9	11,7	**12,0**
Clienti in Italia	(milioni)	6,54	6,61	**6,63**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	87,99	83,28	**85,64**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	31,03	33,19	**29,93**
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	38,04	37,15	**35,84**
Grado di conversione del sistema	(%)	57	56	**58**
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	711	748	**737**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,48	12,65	**12,67**
Stazioni di servizio rete Europa (a fine periodo)	(numero)	6.294	6.440	**5.956**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.470	2.486	**2.502**
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.072	8.795	**7.372**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.276	5.513	**4.684**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	76,4	80,6	**68,6**
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.172	11.845	**13.860**
Portafoglio ordini (a fine periodo)	(milioni di euro)	13.191	15.390	**19.105**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	73.572	75.862	**78.880**

(a) Include le vendite di gas di E&P in Europa (4,07, 3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006, 2007 e nel 2008) e nel Golfo del Messico (0,62, 1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006, 2007 e nel 2008).

ROACE adjusted* e *Leverage

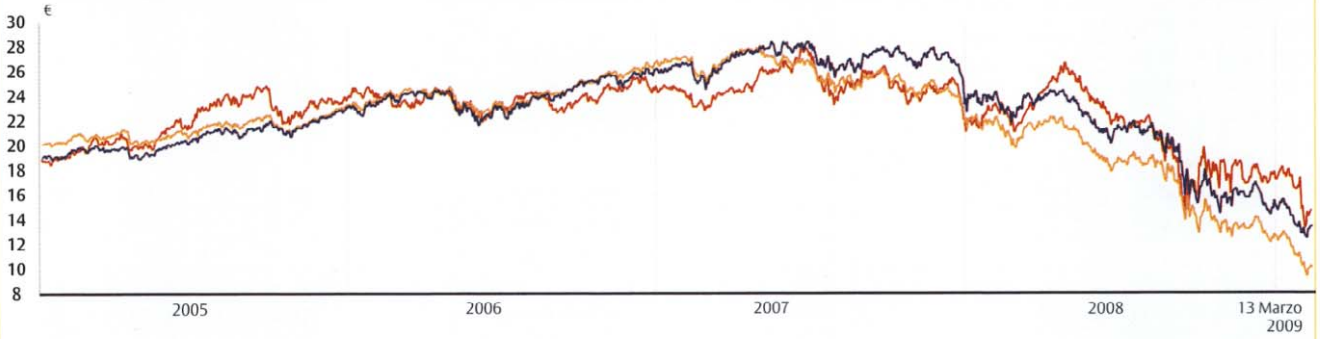


Utile netto *adjusted* e flusso di cassa netto da attività di esercizio



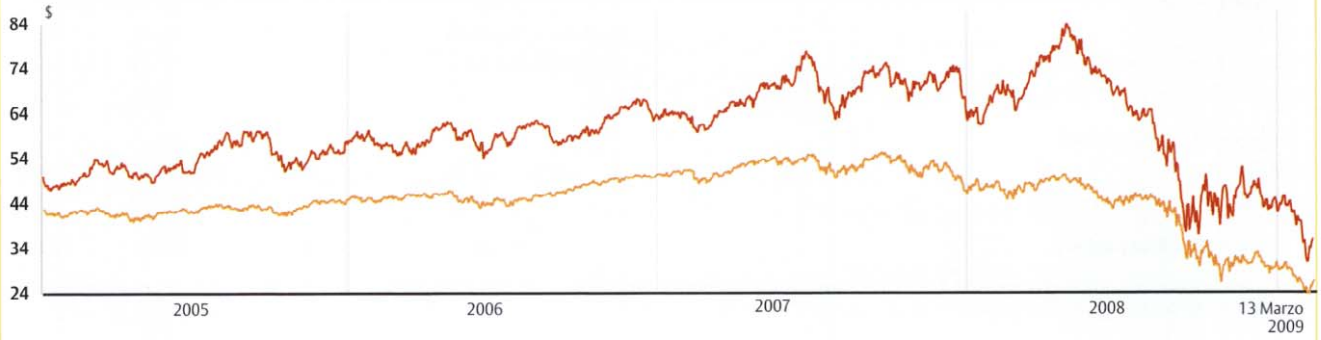
ENI IN BORSA

Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano
(31 Dicembre 2004 - 13 Marzo 2009)



Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS

Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York
(31 Dicembre 2004 - 13 Marzo 2009)



Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS

Consiglio di Amministrazione Eni

Roberto Poli
Presidente

Paolo Scaroni
Amministratore Delegato e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Il 2008 è stato un anno eccellente per Eni in termini sia economici, sia operativi.
Nonostante il deterioramento delle condizioni di mercato avvenuto negli ultimi quattro mesi dell'anno, abbiamo conseguito i nostri obiettivi facendo leva sulla solidità del nostro portafoglio di *business* che ci ha consentito una crescita tra le più elevate del settore e la distribuzione di 5,7 miliardi di euro agli azionisti.
Nel 2008 abbiamo acquisito Distrigas, conquistando una posizione strategica in Belgio, che è un paese chiave nel mercato europeo del gas per la collocazione geografica e l'elevata interconnessione con le reti di trasporto dell'Europa Centro-Settentrionale.
Inoltre nel 2008 Eni è stata riconosciuta come la compagnia con il più elevato indice di sostenibilità tra le società del settore *oil* & gas presenti nel Dow Jones Sustainability Index.
Nonostante le attuali incertezze e la volatilità del mercato dell'energia, confermiamo la nostra strategia volta al conseguimento di una crescita della produzione superiore alla media dei nostri *competitors* e al rafforzamento della *leadership* sul mercato europeo del gas. Continueremo a investire per la crescita di lungo termine, preservando al contempo la solidità finanziaria e remunerando i nostri azionisti con un *dividend yield* tra i più elevati del nostro settore.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2008 è stato di 8,8 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* di 10,2 miliardi di euro è aumentato del 7,7% rispetto al 2007, per effetto del miglioramento della *performance* operativa, parzialmente compensato dall'incremento del *tax rate*. La remunerazione del capitale investito (*ROACE*) è stata del 17,6%.
Il flusso di cassa netto da attività di esercizio al livello record di 21,8 miliardi di euro ha consentito di finanziare investimenti per 18,9 miliardi di euro, di cui 14,6 miliardi di euro destinati ai progetti di crescita organica, compresa l'esplorazione, e 4,3 miliardi di euro per le acquisizioni. A fine esercizio il *leverage* è pari a 0,38.
I risultati raggiunti nel 2008 ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1,30 euro per azione – di cui 0.65 euro già distribuiti nel settembre 2008 - in linea con il dividendo distribuito nel 2007.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La nostra strategia rimane la stessa e la crescita continua ad essere la priorità. Per realizzarla nel breve e lungo termine faremo leva sullo sviluppo del nostro portafoglio di progetti *upstream* di elevata qualità e sul rafforzamento della nostra *leadership* nel mercato europeo del gas. Nel prossimo quadriennio realizzeremo un programma di investimenti di 48,8 miliardi di euro, in leggera riduzione rispetto al piano quadriennale 2008-2011. Il *free cash flow* atteso ci consentirà di assicurare un *dividend yield* tra i più elevati del settore.

Nella Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** abbiamo realizzato un utile netto *adjusted* di 8 miliardi di euro, in aumento del 23,4% rispetto al 2007, per effetto della crescita produttiva e del miglioramento del *mix* in uno scenario prezzi favorevole, parzialmente assorbito dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dai maggiori ammortamenti e costi operativi.

Alberto Clô
Consigliere

Paolo Andrea Colombo
Consigliere

Paolo Marchioni
Consigliere

Marco Reboa
Consigliere

La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,797 milioni di boe/giorno, in aumento del 3,5% rispetto al 2007 con un prezzo medio di riferimento del Brent di 97 dollari/barile (+33,7% rispetto al 2007). Il tasso di crescita della produzione conseguito da Eni è stato il più elevato tra i nostri *competitors*. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA, la produzione aumenta del 5,6%.

Abbiamo conseguito un tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve del 135%, corrispondente a una vita utile residua di 10 anni al 31 dicembre 2008 (in linea con il 2007). Inoltre grazie all'attività esplorativa, nel 2008 abbiamo incrementato la *resource base* Eni di oltre 1 miliardo di barili.

Il 31 ottobre 2008 Eni e i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA hanno firmato l'accordo definitivo con le Autorità Kazakhe che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan. Nel nuovo modello operativo Eni, con la riduzione della quota al 16,81%, è confermata responsabile dell'esecuzione della fase 1 ("*Experimental Program*") e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il 21 novembre 2008 Eni ha perfezionato l'acquisto della società First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria.

La nostra strategia per la Divisione Exploration & Production punta alla crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo di *asset* convenzionali e sulla qualità del portafoglio progetti, concentrati principalmente in tre aree con bassi costi di produzione (Africa, OECD, Asia centrale e Russia), dove la realizzazione di grandi progetti ci permette di beneficiare di economie di scala.

Intendiamo incrementare la produzione del 3,5% annuo nel quadriennio 2009-2012 e di continuare a crescere al 3% annuo nei tre anni successivi fino al 2015. Nel 2009 l'obiettivo è conseguire un livello produttivo superiore a 1,8 milioni di boe/giorno allo scenario di prezzo del Brent di 43 dollari/barile. Nel 2012 prevediamo un livello produttivo superiore a 2,05 milioni di boe/giorno assumendo lo scenario di prezzo del Brent pari a 55 dollari/barile.
Nel prossimo quadriennio la crescita sarà sostenuta dai nuovi avvii con oltre 0,5 milioni di boe/giorno, di cui l'85% proveniente da progetti sostenibili anche con uno scenario di prezzo del Brent inferiore a 45 dollari/barile. La nostra strategia si fonda su programmi organici di sviluppo che assicureranno rimpiazzi delle riserve prodotte del 130%.

Nella Divisione **GAS & POWER** abbiamo consolidato la nostra posizione di *leadership* in Europa. Abbiamo conseguito un *free cash flow* di 1,9 miliardi di euro, confermando la capacità del settore di generare flussi di cassa stabili. I volumi di gas venduti hanno raggiunto i 104 miliardi di metri cubi con un incremento del 5,3% rispetto al 2007 (+5,27 miliardi di metri cubi), dovuto principalmente al contributo dell'acquisizione di Distrigas.

Nel 2008 l'utile netto *adjusted* di 2,65 miliardi di euro è diminuito del 9,7% rispetto al 2007 per effetto principalmente dell'indebolimento della *performance* operativa dovuta all'intensificarsi della pressione competitiva in particolare in Italia nel quarto trimestre parzialmente attenuata dalla crescita delle vendite internazionali.

Nell'ottobre 2008 con l'autorizzazione della Commissione Europea è stata perfezionata l'acquisizione dalla società francese Suez-Gaz de France della quota di mag-

Mario Resca
Consigliere

Pierluigi Scibetta
Consigliere

Francesco Taranto
Consigliere

gioranza del 57,243% nella società Distrigas NV. In base al via libera ottenuto il 30 dicembre 2008 dalle Autorità di borsa belghe, Eni ha dato corso all'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas.

La nostra strategia sarà focalizzata sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo del gas naturale, facendo leva sui nostri vantaggi competitivi assicurati dal nostro ampio e diversificato portafoglio di contratti di approvvigionamento di gas, dall'accesso al sistema di infrastrutture e da un ampio portafoglio di clienti. Intendiamo conseguire un volume di vendita di gas di 124 miliardi di metri cubi nel 2012 con un tasso di crescita medio annuo delle vendite internazionali del 7%, nonostante il ridimensionamento delle nostre previsioni di crescita della domanda gas in Europa.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 510 milioni di euro con un aumento del 59,9% rispetto al 2007 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte. Il miglioramento riflette in particolare la crescita dei margini sia dell'attività di raffinazione sia del commerciale Italia. La buona *performance* dell'attività commerciale ha fatto leva anche sull'incremento della quota di mercato che ha beneficiato delle efficaci azioni di *marketing* attuate.

La nostra strategia nel settore Refining & Marketing si focalizzerà sul rafforzamento selettivo del sistema di raffinazione, sull'incremento degli standard qualitativi nell'offerta commerciale e su azioni di recupero di efficienza operativa. Complessivamente, prevediamo di realizzare una crescita di 400 milioni di euro dell'EBIT al 2012, a scenario costante. Nell'attività di raffinazione prevediamo di aumentare il grado di conversione degli impianti al 65% e di ottenere una resa in distillati medi del 45%, più del doppio della resa in benzina. Nel corso del 2009 è prevista l'entrata in esercizio di tre nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro, Taranto e Bayern Oil.
Nel *Marketing* puntiamo ad incrementare la quota di mercato in Italia al 32% facendo leva sui programmi di fidelizzazione e sviluppando il *business non-oil*. All'estero, puntando sui vantaggi competitivi derivanti dalle sinergie nel *supply*, dalla logistica e dalla notorietà del nostro marchio, ci focalizzeremo in particolare sui mercati di Germania, Svizzera e Austria.

La Divisione **INGEGNERIA & COSTRUZIONI**, ha conseguito un utile netto *adjusted* di 784 milioni di euro con un aumento del 19,1% rispetto al 2007 per effetto della migliore *performance* operativa conseguita grazie ad una maggiore efficienza ed a favorevoli condizioni di mercato. Saipem sta completando l'espansione della propria flotta di mezzi di costruzione e di perforazione di classe mondiale, consolidando la sua *leadership* nelle attività di *project management*, ingegneria e costruzioni nel settore dei servizi all'industria petrolifera.

La **PETROLCHIMICA** ha riportato una perdita sia a livello di utile operativo *adjusted* sia di utile netto *adjusted* (rispettivamente -375 e -306 milioni di euro) dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera nei primi tre trimestri dell'anno e alla brusca flessione della domanda nell'ultimo trimestre.
La nostra strategia è di preservare la redditività anche in uno scenario sfavorevole. Per realizzarla, miglioreremo l'efficienza, specialmente nei nostri *steam crackers*, e faremo investimenti in modo selettivo nelle aree in cui abbiamo vantaggi competitivi (stirenici ed elastomeri), facendo inoltre leva sulle nostre tecnologie proprietarie.

Il programma di **efficienza** lanciato nel 2006 ci ha consentito di realizzare una riduzione di costi di quasi 1 miliardo di euro alla fine del 2008. Prevediamo di conseguire ulteriori riduzioni di costi di un miliardo di euro entro il 2012, portando a circa 2 miliardi di euro il risparmio complessivo al 2012 in termini reali rispetto all'anno di riferimento 2005.

Inoltre il 12 febbraio 2009 abbiamo deciso la ristrutturazione dei nostri *business* regolati in Italia con la vendita delle nostre attività regolate nella distribuzione e nello stoccaggio di gas a Snam Rete Gas. Attraverso questa operazione nasce uno dei maggiori operatori in Europa nel settore delle attività regolate del gas, che ci permetterà di realizzare rilevanti sinergie e di far emergere il valore di questi *asset* nell'interesse dei nostri azionisti.

Sviluppo sostenibile

Siamo molto soddisfatti di aver conseguito il più elevato indice di sostenibilità tra le società del settore *oil* & gas. Dedicheremo i nostri sforzi al miglioramento della sostenibilità delle nostre attività facendo leva sull'impegno nella ricerca e innovazione, lo sviluppo delle comunità locali, la tutela dell'ambiente e la promozione di più elevati standard di salute e sicurezza. Nella gestione dell'impresa e nei rapporti con i *partner* avremo sempre come priorità la difesa e la promozione dei diritti umani.

Eni conferma il suo impegno nel campo della **ricerca** e dell'**innovazione**. Ci focalizzeremo nello sviluppo di tecnologie innovative a sostegno delle attività del nostro *core business*, facendo leva sulle applicazioni industriali delle nostre tecnologie proprietarie e ampliando le attività nel campo delle energie rinnovabili, anche con accordi di collaborazione con prestigiose istituzioni accademiche e di ricerca.

Le persone sono il nostro patrimonio più importante. Nella gestione delle **risorse umane** intendiamo realizzare programmi per migliorare le capacità di *leadership*, sviluppare la conoscenza del *business* e promuovere lo sviluppo internazionale.

In conclusione, il 2008 è stato un altro anno positivo per Eni. L'industria del petrolio è indubbiamente alle prese con uno scenario incerto, ciò nonostante Eni è ben posizionata per continuare a creare valore sostenibile per i nostri azionisti nel breve e nel lungo termine.

13 marzo 2009

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]
Presidente
Roberto Poli [2]
Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni [3]
Amministratori
Alberto Clô, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta, Francesco Taranto

DIRETTORI GENERALI
Divisione Exploration & Production
Claudio Descalzi [4]
Divisione Gas & Power
Domenico Dispenza [5]
Divisione Refining & Marketing
Angelo Caridi [6]

COLLEGIO SINDACALE [7]
Presidente
Ugo Marinelli
Sindaci effettivi
Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti, Giorgio Silva
Sindaci supplenti
Francesco Bilotti, Pietro Alberico Mazzola

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA
Lucio Todaro Marescotti [8]
Sostituto
Angelo Antonio Parente [9]

Società di revisione [10]
PricewaterhouseCoopers SpA

(1) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.
(2) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008.
(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione l'11 giugno 2008.
(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2008.
(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006.
(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007.
(7) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.
(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20 luglio 2006.
(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003.
(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.

Exploration & Production

Principali indicatori di *performance*		**2006**	**2007**	**2008**
Ricavi [a]	(milioni di euro)	27.173	27.278	**33.318**
Utile operativo		15.580	13.788	**16.415**
Utile operativo *adjusted* [b]		15.763	14.051	**17.416**
Exploration & Production		*15.518*	*13.785*	***17.233***
Stoccaggi Gas Italia		*245*	*266*	***183***
Utile netto *adjusted*		7.279	6.491	**8.008**
Investimenti tecnici		5.203	6.625	**9.545**
di cui: *ricerca esplorativa* [c]		*1.348*	*1.659*	***1.918***
stoccaggio		*40*	*145*	***264***
Capitale investito netto *adjusted* a fine periodo		18.590	24.643	**31.302**
ROACE adjusted	(%)	37,5	30,0	**28,6**
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	($/bbl)	60,09	67,70	**84,05**
- Gas naturale	($/kmc)	187,25	191,37	**282,82**
- Idrocarburi	($/boe)	48,87	53,17	**68,13**
Produzioni [d]				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.079	1.020	**1.026**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	112	116	**125**
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.770	1.736	**1.797**
Riserve certe [d] [e]				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.481	3.219	**3.335**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	480	512	**531**
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.436	6.370	**6.600**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	**10,0**
Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve a criteri *SEC* [f]	(%)	38	38	**136**
Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve comprese entità all'*equity* [e]	(%)	38	90	**135**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	8.336	9.334	**11.194**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Dall'esercizio 2008 l'utile operativo *adjusted* di settore è dettagliato nelle aree di *business* "Exploration & Production" e "Stoccaggi Gas Italia"; coerentemente sono riclassificati i dettagli per aree di *business* dei periodi di confronto.
(c) Include *bonus* esplorativi.
(d) Include la quota Eni delle *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(e) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% nel 2007, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione d'acquisto del 51% attribuita a Gazprom. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.
(f) Determinato solo per le società consolidate.

Accordo definitivo sul progetto di Kashagan

› Il 31 ottobre 2008 i *partner* del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) e le Autorità Kazakhe hanno firmato l'accordo definitivo che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan sulla base del *Memorandum of Understanding* del 14 gennaio 2008. Il *first oil* è atteso a fine 2012. Il *plateau* produttivo di fase 1 (*Experimental Program*) è stimato a 300 mila barili/giorno, con una capacità produttiva installata a completamento della fase 1 di 370 mila barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà infine a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa disponibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo.

Portafoglio

› È stato perfezionato l'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited per l'acquisizione della quota del 52% e dell'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, in prossimità del gasdotto Interconnector. L'obiettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio della capacità di 5 miliardi di metri cubi a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito.

› È stata perfezionata l'acquisizione delle totalità delle azioni ordinarie della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'acquisizione attribuisce alla società un valore di circa 605 milioni di euro. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 30 mila barili di petrolio equivalente (boe)/giorno (quota Eni) entro il 2012.

› È stato perfezionato con effetti economici dal 1° gennaio 2008 l'accordo minerario strategico definito nell'ottobre 2007 tra Eni e la società petrolifera di Stato NOC che, tra l'altro, estende la durata dei titoli minerari Eni in Libia fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas, e pone le basi per la realizzazione di importanti progetti di valorizzazione delle riserve gas del Paese.

› È stata completata l'acquisizione della compagnia britannica indipendente Burren Energy Plc, per un valore complessivo di circa 2,4 miliardi di euro (di cui 0,6 miliardi per l'acquisto di azioni nel 2007). Nel 2008 gli *asset* Burren hanno prodotto 25 mila barili/giorno in Congo e in Turkmenistan. A seguito dell'operazione, è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (Eni 47,18%).

› Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Angola, Algeria, Alaska, Gabon, Golfo del Messico, Indonesia, Norvegia, e Regno Unito. La superficie acquisita si estende per 57.361 chilometri quadrati in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore.

Partnership Agreement

Nel 2008 è continuato il costante impegno di Eni nella definizione di *partnership* strategiche, con l'applicazione del "Modello di cooperazione Eni" che integra al *business* tradizionale dell'esplorazione e produzione di idrocarburi, le azioni di sostenibilità sul territorio:

› È stato definito un accordo di cooperazione con la Repubblica del Congo per l'estrazione di olio non convenzionale dai depositi di sabbie bituminose di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola della superficie di circa 1.790 chilometri quadrati che in base a stime preliminari contengono rilevanti quantità di risorse. Eni intende valorizzare tali risorse attraverso la tecnologia proprietaria *EST* (*Eni Slurry Technology*) in grado di convertire completamente il barile pesante in prodotti leggeri di elevata qualità. L'accordo comprende anche la realizzazione, entro il 2009, di una centrale elettrica da 450 MW (Eni 20%) alimentata con il gas associato del campo di M'Boundi e la collaborazione nella produzione di bio-diesel.

› È stato firmato un *Memorandum of Understanding* con la società Sonangol per la definizione di un modello integrato di cooperazione e sviluppo industriale in Angola. I principali termini dell'accordo riguardano lo sviluppo di attività petrolifere *onshore* e la realizzazione di infrastrutture energetiche nel Paese attraverso la valorizzazione del gas associato, nonché la collaborazione nella produzione di bio-carburanti.

› È stato rinnovato il *Memorandum of Understanding* con la società petrolifera brasiliana Petrobras per lo sviluppo di progetti congiunti nella produzione e raffinazione di petrolio, produzione e commercializzazione di bio-carburanti e lo studio delle possibili opzioni per la valorizzazione delle riserve di gas naturale scoperte da Eni nell'*offshore* del Brasile.

› Sono state definite nuove *partnership* strategiche con la società di Stato Venezuelana PDVSA. Gli accordi prevedono: la definizione di un piano di sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco, che in base a stime preliminari contiene grandi riserve di olio pesante; l'esplorazione e lo sviluppo di due aree nel Mar dei Caraibi con risorse a gas che saranno eventualmente valorizzate attraverso un progetto GNL.

› È stato definito un accordo con la società di stato Qatar Petroleum International per l'individuazione di opportunità congiunte di investimento nell'esplorazione e sviluppo degli idrocarburi.

› È stato firmato un *Partnership Agreement* con lo Stato di Papua Nuova Guinea per l'avvio di un programma esplorativo e di identificazione di opportunità di sviluppo di progetti *oil* & gas nel Paese. Inoltre l'accordo prevede il lancio di progetti anche nel campo della generazione elettrica e nelle energie alternative e rinnovabili.

› È stato firmato un *Memorandum of Understanding* con la società di Stato colombiana Ecopetrol per l'individuazione di opportunità congiunte di investimento in iniziative esplorative.

Risultati finanziari

› L'utile netto *adjusted* di 8.008 milioni di euro è aumentato di 1.517 milioni di euro rispetto al 2007 (+23,4%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa dovuto all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari e all'incremento della produzione venduta, parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 28,6% nel 2008 (30% nel 2007).

› I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media del 28,1% rispetto al 2007, per effetto dell'andamento eccezionalmente positivo delle quotazioni del *marker* Brent fino a tutto settembre.

Produzione

› Nel 2008 la produzione di idrocarburi ha raggiunto il livello *record* di 1,797 milioni di boe/giorno, in aumento del 3,5% rispetto al 2007, per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan e dell'avvio dei giacimenti in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 37 mila boe/giorno nei *PSA* e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta del 5,6%.

› Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio del 3,5% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di boe/giorno nel 2012 a scenario Eni, con un prezzo del Brent di 55 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica nelle aree *core* dell'Africa, Asia centrale e Russia.

Riserve

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2008 determinate sulla base del prezzo di fine esercizio di 36,55 dollari/barile per il *marker* Brent, ammontano a 6,6 miliardi di boe (+3,6% rispetto al 2007) e includono la quota del 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60%, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 135% (136% a criteri SEC, considerando solo le società consolidate) corrispondente a una vita utile residua di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2007). Escludendo l'effetto prezzo il tasso di rimpiazzo sarebbe pari all'83%.

› Nel medio termine Eni intende conseguire un tasso di rimpiazzo delle riserve prodotte del 130% allo scenario di prezzo di lungo termine di 57 dollari/barile, facendo leva sulla valorizzazione degli *asset core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Golfo del Messico e delle nuove aree a elevato potenziale.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

› Nel 2008 sono stati investiti 1.918 milioni di euro (+15,6% rispetto al 2007) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa nelle aree di consolidata presenza con il completamento di 111 nuovi pozzi esplorativi (58,4 in quota Eni), oltre a 21 pozzi in *progress* a fine esercizio (12 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 36,5% (43,4% in quota Eni). Le principali scoperte sono state registrate in Angola, Australia, Congo, Croazia, Egitto, Golfo del Messico, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito e Tunisia.

› Sono stati investiti 6.429 milioni di euro (+38,5% rispetto al 2007) nello sviluppo delle riserve di petrolio e gas, in particolare nel Golfo del Messico, Kazakhstan, Italia, Nigeria, Egitto, Australia e Congo.

Riserve

Governance delle Riserve

I criteri di classificazione delle riserve certe e delle riserve certe sviluppate e non sviluppate adottati da Eni sono in linea con la normativa statunitense prevista dalla Regulation S-X Rule 4-10 della Security and Exchange Commision (SEC). Per quanto riguarda le riserve non certe (riserve possibili e riserve probabili) e le risorse petrolifere (risorse *contingent*), il modello di valutazione Eni è conforme agli standard internazionali di settore elaborati dalla Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Congress e American Association of Petroleum Geologist.

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi a criteri SEC utilizzati per la valutazione degli idrocarburi liquidi derivano dall'ultima rilevazione ufficiale disponibile a fine anno pubblicata da Platt's Marketwire, mentre per il gas i prezzi derivano dall'applicazione delle formule contrattuali in essere a fine anno, utilizzando i *benchmark* di riferimento. I prezzi sono mantenuti costanti e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste ne viene dato. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono soggette a revisioni in aumento o in diminuzione in dipendenza dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Eni promuove le riserve *unproved* di un giacimento a riserve certe, quando sono soddisfatti tutti i criteri interni sia tecnici, sia economici/commerciali per il riconoscimento dello *status* di riserva certa. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza della produzione al totale delle riserve certe dell'area coperta dal contratto, tenuto conto della durata del titolo. Le riserve certe relative ai contratti di *Production Sharing* (*Production Sharing Agreement - PSA*) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (*Cost oil*) e della remunerazione fissata contrattualmente (*Profit oil*). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di *service* e di *buy-back*. In uno scenario di elevati prezzi del petrolio, la quantità di riserve attribuite per recuperare lo stesso ammontare di costi sostenuti dalla compagnia petrolifera si riduce.

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di mantenere costantemente aggiornate le direttive per la valutazione delle riserve e di presidiarne il processo di quantificazione. Le direttive sono state sottoposte all'esame di DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC; D&M ha attestato inoltre che le direttive che regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche sono state interpretate in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators* (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede e i *Division Reserve Evaluators* (DRE) che effettuano il controllo delle valutazioni dell'unità locale; (iii) il Dipartimento Riserve che controlla in maniera indipendente rispetto alle unità operative la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve, aggrega i dati su base *worldwide* ed effettua, con il supporto della Direzione Amministrativa, la valutazione economica delle riserve per calcolare le quote di spettanza Eni. In particolare, il Dipartimento Riserve ha, tra le altre, le seguenti principali responsabilità: assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve e mantenere costantemente aggiornate le direttive di valutazione e di classificazione.

Tutto il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. Inoltre la qualifica professionale dei *Reserve Evaluator* è conforme agli *standard* internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Dal 1991 la valutazione[1] delle riserve certe di Eni è eseguita a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le

(1) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche Ryder Scott Company.

registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esiste la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui la valutazione degli ingegneri indipendenti risulti inferiore alle determinazioni interne, Eni rivede le proprie stime sulla base delle indicazioni fornite dai certificatori indipendenti.

In particolare nel 2008 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 1,5 miliardi di boe, pari a circa il 22% delle riserve al 31 dicembre 2008 (calcolate considerando il 60% delle riserve degli *asset* russi). Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne.

Nel triennio 2006-2008 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella sezione "Informazioni supplementari sull'attività *Oil & Gas* previste dalla SEC – Riserve di petrolio e di gas naturale".

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda le società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e valutate all'*equity*, le riserve certe sono rappresentate al 30% assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. In base a tale assunzione, l'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)		Società consolidate	Società in *joint venture* e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007		**6.010**	**360**	**6.370**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)		510	4	514
Effetto prezzo		340	2	342
Promozioni nette		850	6	856
Acquisizioni		91		91
Cessioni		(59)		(59)
Produzione		(650)	(8)	(658)
Riserve certe pro-forma al 31 dicembre 2008		**6.242**	**358**	**6.600**
Tasso di rimpiazzo *all sources*	(%)	136	75	135
Tasso di rimpiazzo *all sources* escluso l'effetto prezzo	(%)	83	75	83

Nel 2008 le promozioni nette a riserve certe (856 milioni di boe) sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime nette (+751 milioni di boe) dovute in parte all'effetto prezzo stimato in 342 milioni di boe legati all'*entitlement* da PSA determinato sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio 2008 di 36,55 dollari/barile per il *marker* Brent rispetto a 96,02 dollari a fine 2007, al netto di revisioni legate a produzioni marginali di campi maturi. Le revisioni hanno riguardato in particolare Angola, Kazakhstan e Libia; (ii) nuove scoperte ed estensioni (+71 milioni di boe), in particolare in Angola, Egitto, Nigeria, Norvegia e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+34 milioni di boe) in particolare in Algeria, Angola, Congo e Libia.

Le acquisizioni (91 milioni di boe) si riferiscono essenzialmente agli *asset* Burren acquisiti in particolare in Congo, Turkmenistan e India. Le cessioni (-59 milioni di boe) riguardano il trasferimento alla società di stato Kazakha KazMunayGas della quota di partecipazione dell'1,71% nel progetto Kashagan, in base agli accordi perfezionati in ottobre.

Nel 2008 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve

certe[2] è stato del 135% (136% a criteri SEC, considerando solo le società consolidate) corrispondente a una vita utile residua delle riserve di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2007). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo *all sources* sarebbe pari all'83%.

Considerando le riserve delle società russe del gas ex-Yukos sulla base dell'attuale quota di partecipazione (60%), le riserve certe al 31 dicembre 2008 sono pari a 6.908 milioni di boe corrispondenti a una vita utile residua di 10,5 anni.

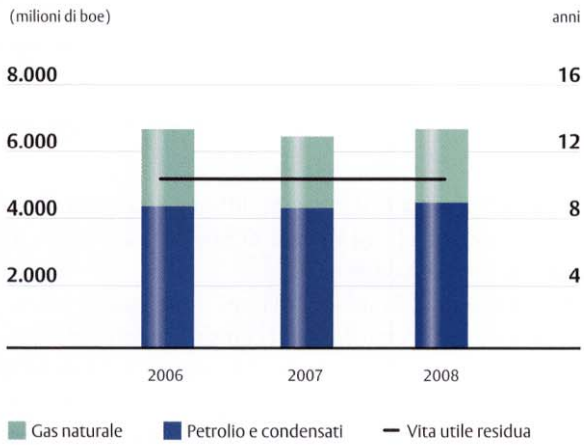
Riserve certe di idrocarburi pro-forma

		Società consolidate								
		Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio (b)	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate	Totale
2006										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	982	786	386	893	195	3.457	24	**3.481**
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	96	169	54	48	53	58	478	2	**480**
Idrocarburi	(milioni di boe)	**805**	**2.018**	**1.122**	**682**	**1.219**	**554**	**6.400**	**36**	**6.436**
2007 (a)										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	878	725	345	753	211	3.127	92	**3.219**
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	87	162	60	44	50	65	468	44	**512**
Idrocarburi	(milioni di boe)	**747**	**1.879**	**1.095**	**617**	**1.061**	**611**	**6.010**	**360**	**6.370**
2008 (a)										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	**186**	**823**	**783**	**276**	**939**	**236**	**3.243**	**92**	**3.335**
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	**81**	**179**	**59**	**38**	**69**	**62**	**488**	**43**	**531**
Idrocarburi	(milioni di boe)	**681**	**1.922**	**1.146**	**510**	**1.363**	**620**	**6.242**	**358**	**6.600**

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.

(a) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% nel 2007, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione d'acquisto del 51% attribuita a Gazprom. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.
(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state calcolate considerando un *working interest* Eni di 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Libia – Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah.

(2) Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal *management* per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 31 dicembre 2008 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.244 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 39 Paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 415.494 chilometri quadrati (394.490 al 31 dicembre 2007), di cui 39.244 relativi a permessi di sviluppo (37.642 al 31 dicembre 2007). All'estero la superficie complessiva in quota Eni (395.085

Principali aree di esplorazione e sviluppo

	31 dicembre 2007	31 dicembre 2008			
	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo [a]	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo [a]	Sup. netta di esplorazione e di sviluppo [a]	Sup. netta di sviluppo [a]	Numero titoli
Italia	**25.991**	**25.522**	**20.409**	**11.961**	**159**
Estero	**731.292**	**732.976**	**395.085**	**27.283**	**1.085**
Africa Settentrionale					
Algeria	11.432	2.921	909	909	34
Egitto	24.443	26.335	9.741	2.549	59
Libia	37.749	36.375	18.164	994	13
Mali	193.200	193.200	128.801		5
Tunisia	6.464	6.464	2.274	1.558	11
	273.288	**265.295**	**159.889**	**6.010**	**122**
Africa Occidentale					
Angola	20.527	20.492	3.323	1.397	55
Congo	11.099	15.655	8.244	1.009	26
Gabon		7.615	7.615		6
Nigeria	44.049	44.049	8.574	6.533	50
	75.675	**87.811**	**27.756**	**8.939**	**137**
Mare del Nord					
Norvegia	15.335	11.771	3.861	123	50
Regno Unito	5.445	5.207	1.450	898	91
	20.780	**16.978**	**5.311**	**1.021**	**141**
Area Caspio					
Kazakhstan	4.933	4.933	880	453	6
Turkmenistan		200	200	200	1
	4.933	**5.133**	**1.080**	**653**	**7**
Resto del mondo					
Arabia Saudita	51.687	51.687	25.844		1
Australia	62.510	60.486	29.520	891	18
Brasile	2.920	1.389	1.389		2
Cina	632	899	192	103	3
Croazia	1.975	1.975	988	988	2
Ecuador	2.000	2.000	2.000	2.000	1
India	24.425	24.425	9.091		3
Indonesia	27.999	28.605	17.316	1.064	11
Iran	1.456	1.456	820	820	4
Pakistan	38.426	35.938	18.855	601	21
Russia	5.126	6.636	3.891	1.983	5
Stati Uniti	10.619	11.478	6.648	882	575
Timor Est	12.224	12.224	9.779		5
Trinidad e Tobago	382	382	66	66	1
Venezuela	1.556	1.556	614	145	3
Yemen		3.911	3.598		1
	243.937	**245.047**	**130.611**	**9.543**	**656**
Altri Paesi	6.311	6.311	1.363	1.117	9
Altri Paesi con sola attività esplorativa	106.368	106.401	69.075		13
Totale	**757.283**	**758.498**	**415.494**	**39.244**	**1.244**

(a) Chilometri quadrati.

chilometri quadrati) è aumentata di 21.258 chilometri quadrati per effetto essenzialmente dell'acquisizione di Burren Energy Plc consistente in 9.569 chilometri quadrati di superficie netta di esplorazione e sviluppo (principalmente in Turkmenistan, Yemen, Congo ed Egitto) e dall'aumento della quota in Mali, solo parzialmente compensata dalla revisione contrattuale in Libia. Inoltre nuovi permessi esplorativi sono stati ottenuti in Angola, Algeria, Alaska, Golfo del Messico, Gabon, Indonesia, Norvegia e Regno Unito per una superficie complessiva di 57.361 chilometri quadrati (in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore). In Italia la superficie complessiva in quota Eni (20.409 chilometri quadrati) è diminuita di 255 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2008 sono stati ultimati 111 nuovi pozzi esplorativi (58,4 in quota Eni), a fronte degli 81 (43,5 in quota Eni) del 2007. Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 36,5% (43,4% in quota Eni) a fronte del 40% (38% in quota Eni) del 2007.

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2008 si attesta sul livello *record* di 1.797 mila boe/giorno, in aumento di 61 mila boe/giorno rispetto al 2007, pari al 3,5%, per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+62 mila boe/giorno) e della crescita organica registrata in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dal declino produttivo di giacimenti maturi, dall'impatto complessivo di fermate e inconvenienti tecnici nel Mare del Nord, nonché dall'interruzione delle produzioni nel Golfo del Messico a causa degli uragani (-11 mila boe/giorno). Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 37 mila boe/giorno nei *PSA* e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta del 5,6%. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nel 2007).

La produzione di petrolio (1.026 mila barili/giorno) è in lieve crescita rispetto al 2007 (+0,6%) essenzialmente in: (i) Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan, per il contributo degli *asset* acquisiti; (ii) Angola, per gli avvii dei giacimenti Mondo e Saxi/Batuque nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%); (iii) Venezuela, per l'avvio del giacimento Corocoro (Eni 26%). Le principali riduzioni sono state registrate nel Mare del Nord e in Italia a causa di fermate e declini produttivi, nonché dall'effetto prezzo negativo nei contratti di *PSA* e schemi similari.

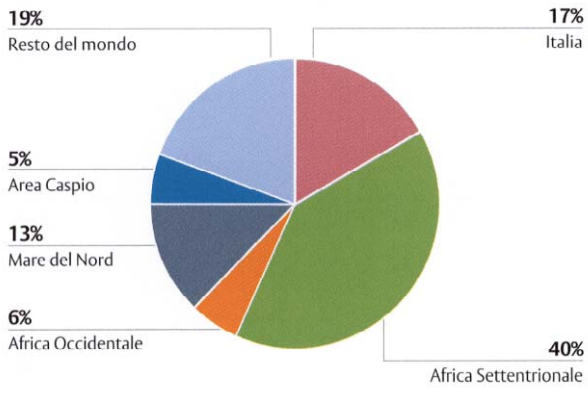
La produzione di gas naturale (125 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 9 milioni di metri cubi giorno, pari al 7,8%, essenzialmente nel Golfo del Messico, per effetto delle acquisizioni, e Pakistan, per la crescita del giacimento Zamzama (Eni 17,25%) e per lo *start-up* di Bahdra (Eni 40%). Le principali riduzioni sono state registrate in Italia e Regno Unito per il declino dei giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 632 milioni di boe. La differenza di 25,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 657,5 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (17,9 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (370,2 milioni di barili) è stata destinata per circa il 53% al settore Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (42,6 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 32% al settore Gas & Power.

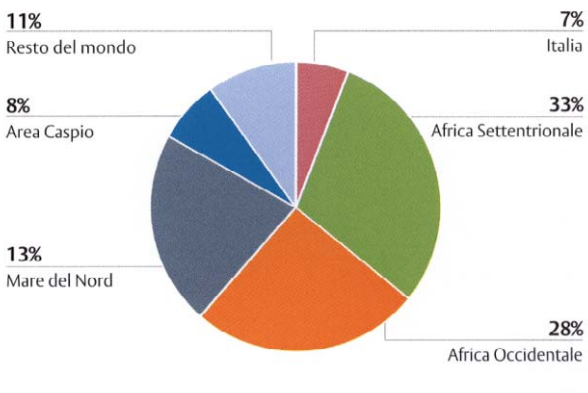
Produzione di gas naturale per area geografica

125 milioni di metri cubi



Produzione di petrolio e condensati per area geografica

1.026 migliaia di barili/giorno

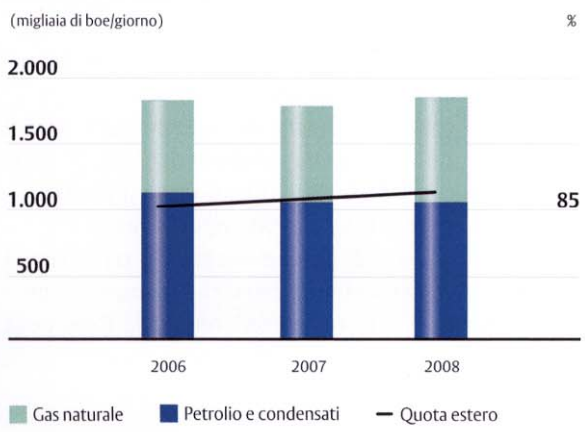


Produzione giornaliera di idrocarburi [a] [b]

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Variazione	
		2006			2007			2008		ass.	%
										2008 vs 2007	
Italia	**79**	**25,7**	**238**	**75**	**22,4**	**212**	**68**	**21,2**	**199**	**(13)**	**(6,1)**
Africa Settentrionale	**329**	**36,8**	**555**	**337**	**41,7**	**594**	**338**	**49,9**	**645**	**51**	**8,6**
Egitto	85	23,0	227	97	23,0	238	98	23,2	240	2	0,8
Libia	144	12,8	222	142	17,8	252	147	25,7	306	54	21,4
Algeria	88	0,6	91	85	0,5	88	80	0,5	83	(5)	(5,7)
Tunisia	12	0,4	15	13	0,4	16	13	0,5	16		
Africa Occidentale	**322**	**8,0**	**372**	**280**	**7,8**	**327**	**289**	**7,4**	**335**	**8**	**2,4**
Nigeria	106	7,0	149	81	6,7	122	84	6,2	122		
Angola	151	0,7	156	132	0,7	136	121	0,8	126	(10)	(7,4)
Congo	65	0,3	67	67	0,3	69	84	0,4	87	18	26,1
Mare del Nord	**178**	**16,9**	**282**	**157**	**16,8**	**261**	**140**	**15,8**	**237**	**(24)**	**(9,2)**
Norvegia	98	6,9	140	90	7,7	137	83	7,5	129	(8)	(5,8)
Regno Unito	80	10,0	142	67	9,2	124	57	8,3	108	(16)	(12,9)
Area Caspio	**64**	**6,4**	**103**	**70**	**6,7**	**112**	**81**	**6,9**	**123**	**11**	**9,8**
Kazakhstan	64	6,4	103	70	6,7	112	69	6,9	111	(1)	(0,9)
Turkmenistan							12		12	12	..
Resto del mondo	**107**	**18,4**	**220**	**101**	**21,1**	**230**	**110**	**24,1**	**258**	**28**	**12,2**
Australia	18	1,4	26	11	1,2	18	10	1,2	17	(1)	(5,6)
Cina	6	0,3	8	6	0,3	8	6	0,3	8		
Croazia		1,9	12		1,5	9		2,0	12	3	33,3
Ecuador	15		15	16		16	16		16		
Indonesia	2	3,3	23	2	3,0	20	2	2,8	20		
Iran	29		29	26		26	28		28	2	7,7
Pakistan	1	8,2	51	1	8,3	52	1	8,9	56	4	7,7
Russia				2		2				(2)	..
Stati Uniti	21	1,8	32	37	5,1	69	42	7,3	87	18	26,1
Trinidad e Tobago		1,5	9		1,7	10		1,6	9	(1)	(10,0)
Venezuela	15		15				5		5	5	..
Totale	**1.079**	**112,3**	**1.770**	**1.020**	**116,5**	**1.736**	**1.026**	**125,3**	**1.797**	**61**	**3,5**

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8, 8,4 e 8,1 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2008, 2007 e 2006).
(b) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



Norvegia (Mare del Nord) - giacimento di Ekofisk

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Per l'attività esplorativa, nel 2008 Eni ha acquisito, tramite gara internazionale, l'*operatorship* del permesso di Kerzaz (Blocco 319a-321a), che si estende per 16.000 chilometri quadrati. Si prevede l'avvio degli studi già nel corso del 2009. È stato sottoposto alle autorità competenti il piano di sviluppo della scoperta BBKS nel Blocco 404a (Eni 12,25%)

Nel novembre 2008 Eni ha completato l'acquisizione della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria, per un importo pari a circa 923 milioni di dollari canadesi (pari a 605 milioni di euro). La società è operatore del Blocco 405b con una quota del 75%. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 30 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012.

I principali progetti di sviluppo di Eni, in fase di realizzazione nel paese, sono: (a) Rom Integrated. Il progetto prevede lo sviluppo integrato dei campi di ROM, ZEA (Blocco 403a) e ROM Nord attraverso un impianto di trattamento comune che sarà completato nel 2012. La produzione attuale di circa 14 mila boe/giorno è prevista in crescita fino al raggiungimento di circa 32 mila boe/giorno nel 2012. Nel corso del 2008 è stato firmato da Eni e Sonatrach un accordo quadro che fissa le basi contrattuali per il progetto ed estende di ulteriori 10 anni i permessi di sviluppo Rhourde Messaoud e Zemlet Adreg e di 5 anni il permesso di Bir Rebaa North; (b) El Merk Synergy (Eni 12,25%). Nel 2008 si è conclusa la gara internazionale per l'assegnazione dei sette contratti *EPC* per la realizzazione del progetto. Si prevede la realizzazione nel Blocco 404/208 di un impianto di trattamento centralizzato e di tutte le *faclity* ad esso connesse, per la messa in produzione di quattro nuovi campi situati nei Blocchi 208/405a. L'impianto, il cui *start-up* è previsto nel primo trimestre 2012, garantirà una capacità di circa 11 mila boe/giorno in quota Eni.

La nuova legge sugli idrocarburi n. 05 del 2007, ha introdotto un aggravio fiscale per Sonatrach che ha richiesto di ristabilire l'equilibrio economico di alcuni *PSA*. Eni ha finalizzato un accordo per il Blocco 403, mentre le rinegoziazioni sono in corso per i Blocchi in produzione 401a/402a (Eni 55%) e il Blocco 208 (Eni 12,25%) in fase di sviluppo. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: a) nell'*offshore* del Delta del Nilo, con la significativa scoperta a gas di Satis (Eni 50%) e l'*appraisal* positivo di Ha'py (Eni 50%); b) nell'*onshore*, con la scoperta a petrolio di Eky (Eni 100%, operatore) e Jasmine East (Eni 56%).

Egitto – Impianto di liquefazione gas di Damietta.

Nel 2008 sono stati avviati alla produzione: (i) il giacimento West Ashrafi (Eni 100%) nell'omonima concessione, attraverso il completamento sottomarino e collegamento del nuovo pozzo alle *facility* esistenti; (ii) il giacimento Taurt nella concessione Ras el Barr (Eni 50%), attraverso il collegamento all'impianto di trattamento *onshore* di West Harbour. La produzione ha raggiunto il picco produttivo di circa 38 mila boe/giorno (13 in quota Eni) nel corso del 2008.

Nella concessione el Temsah (Eni 50%, operatore) è proseguito lo sviluppo del giacimento Denise avviato a fine 2007 e nell'anno è stato conseguito il *build-up* della produzione attraverso il completamento della fase A del progetto. La produzione attuale è di 37 mila boe/giorno (11 in quota Eni). I due giacimenti di Taurt e Denise alimenteranno con 23 mila boe/giorno in quota Eni il primo treno dell'impianto GNL di Damietta.

Nell'area del Golfo di Suez sono proseguite le attività di ingegneria di base per l'*upgrading* del sistema di *water injection* del giacimento Belayim (Eni 100%) al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve gas localizzate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) nella concessione Thekah (Eni 50%, operatore); e (ii) nella concessione North Bardawil (Eni 60%, operatore).

Proseguono i lavori di potenziamento del terminale di El Gamil per incrementare la capacità di compressione.

I programmi Eni in Egitto prevedono il raddoppio della

capacità dell'impianto GNL di Damietta attraverso la realizzazione di una seconda unità di trattamento in grado di trattare 7,5 miliardi di metri cubi/anno di gas. Eni assicurerà 2,5 miliardi di metri cubi/anno al secondo treno per vent'anni. Il progetto è in attesa della ratifica delle competenti Autorità egiziane. Le riserve destinate ad alimentare il secondo treno, comprese le quote addizionali previste dalle leggi applicabili per far fronte alle esigenze dei consumi interni del Paese, sono state identificate.

Libia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle seguenti aree: a) nel Blocco *offshore* NC-41 (Eni 100%, operatore) con il pozzo di scoperta U1-NC41 mineralizzato a petrolio e gas e il pozzo di *appraisal* D4-NC41 mineralizzato a gas e condensati; b) nell'ex Concessione 82 (Eni 50%), con il pozzo di scoperta YY-1 mineralizzato a petrolio.
Nel giugno 2008 in esecuzione del *framework agreement* firmato nell'ottobre 2007[3], Eni e la società petrolifera di Stato NOC hanno finalizzato i sei contratti di *Exploration and Production Sharing* (*EPSA*) che convertono gli accordi originali che regolavano le attività di esplorazione e sviluppo Eni nel Paese. L'accordo estende la durata dei titoli minerari Eni nel Paese fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas. I contratti stabiliscono i termini dei nuovi e futuri sviluppi della collaborazione tra le due compagnie con l'obiettivo di valorizzare l'ampia base di risorse di idrocarburi esistente, in particolare attraverso la realizzazione di importanti progetti gas. Gli effetti economici e sui profili produttivi dei nuovi contratti sono calcolati con riferimento alla data del 1° gennaio 2008, inclusa l'imposizione fiscale determinata sulla base della legge di riforma dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di *PSA* implementata nel 2007. Il nuovo regime fiscale, che continua a riconoscere a NOC il ruolo di soggetto tenuto ad assolvere l'imposta per conto della società petrolifera estera, non impatta sulla ripartizione di valore dei nuovi *EPSA* definiti tra Eni e NOC. La rideterminazione sulla base delle intese con NOC del costo fiscale riconosciuto degli *asset* al 1° gennaio 2008 ha comportato la parziale eccedenza del fondo imposte differite correlato per l'ammontare di 173 milioni di euro (v. il "Commento ai risultati economico-finanziari").
Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) sono in corso attività di *upgrading* degli impianti e delle *facility* finalizzate in particolare all'aumento delle esportazioni di gas di 3 miliardi di metri cubi/anno a partire dal 2014 e al mantenimento del profilo produttivo di petrolio di Wafa. Nel 2008 i volumi esportati sono stati di 9,4 miliardi di metri cubi, corrispondenti al 90% della produzione complessiva di gas dei due giacimenti. Un ulteriore miliardo di metri cubi è stato venduto sul mercato libico per la generazione di energia elettrica.
Le altre iniziative in corso riguardano lo sviluppo del giacimento A-NC118 (Eni 50%) attraverso il collegamento tramite *pipeline* agli impianti di Wafa con Mellitah e la valorizzazione del gas associato di Bouri (Eni 50%). Il gas depurato sarà inviato tramite *sealine* alla vicina piattaforma Sabratha ed esportato tramite il GreenStream.

Tunisia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nei permessi: a) Adam (Eni 25%, operatore), con i pozzi MEJDA-1 e EL AZZEL NORTH 1 che hanno rinvenuto strati mineralizzati a petrolio; b) Bek (Eni 25%, operatore), con il pozzo ABIR-1 mineralizzato a petrolio e gas naturale; c) MLD (Eni 50%), con il pozzo LASSE-1 che ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio e gas naturale; d) El Borma (Eni 50%), con il pozzo esplorativo EB-406 che ha rinvenuto riserve addizionali ad olio. L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam, Oued Zar (Eni 50%, operatore), MLD ed El Borma. Sono state avviate le attività di sviluppo delle piattaforme produttive sui giacimenti operati di Maamoura (Eni 49%) e Baraka (Eni 49%). Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2009.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle seguenti aree: a) Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con i pozzi Ngoma-1 e Sangos-1 mineralizzati a petrolio. Entrambe le scoperte sono state dichiarate di interesse commerciale; b) Blocco 0 (Eni 9,8%) con il pozzo di *appraisal* Kambala; c) nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Lucapa-5 mineralizzato a petrolio; d) nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Mavacola-3 che ha rinvenuto strati mineralizzati a petrolio.
Nel maggio 2008 Eni ha acquisito dalla compagnia di Stato Sonangol la quota del 10% del Blocco Cabinda North.
Nell'agosto 2008 Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* con la società Sonangol per la definizione di un modello integrato di cooperazione e sviluppo industriale in Angola. I principali termini dell'accordo riguardano lo sviluppo di attività petrolifere *onshore* e la realizzazione di infrastrutture energetiche nel Paese attraverso la valorizzazione del gas associato, nonché la collaborazione nella produzione di bio-carburanti.
Continuano le attività di sviluppo dei giacimenti *offshore* di

(3) Per ulteriori informazioni su questo punto v. il paragrafo "Andamento operativo, Exploration & Production, Principali iniziative di esplorazione e sviluppo" del bilancio consolidato 2007.

petrolio di Landana e Tomba nel Blocco 14 (Eni 20%). Attualmente è in produzione l'area Nord di Landana collegata alle *facility* di Benguela/Belize-Lobito/Tomboco. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno è atteso nel 2010 con la finalizzazione del programma di perforazione.
Continuano le attività in programma sul giacimento di petrolio Banzala nel Blocco 0 in Cabinda (Eni 9,8%). È stata installata con avvio nei primi mesi del 2008, la terza piattaforma di produzione prevista. Il picco produttivo di 27 mila barili/giorno (3 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.
Nell'ambito delle attività di riduzione del *flaring* gas, sono proseguiti i progetti sui giacimenti Takula e Nemba nel Blocco 0. Nel 2009 saranno completate le attività di *flaring-down* su Takula. Il gas attualmente bruciato sarà reiniettato in giacimento; i condensati saranno inviati tramite la realizzazione di una nuova *pipeline* all'impianto di trattamento di Malongo per essere trasformati in LPG. Le attività previste su Nemba riguardano la perforazione pozzi per la *gas injection* e la realizzazione di una nuova piattaforma di produzione. Lo *start-up* è atteso nel 2011.
Nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%), nell'*offshore* profondo sono stati avviati i due giacimenti di petrolio Mondo e Saxi/Batuque, operati attraverso uno schema FPSO. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno per entrambi i progetti (18 mila in quota Eni) è stato raggiunto nel 2008 da Mondo e Saxi/Batuque. Queste e le altre iniziative di sviluppo hanno l'obiettivo di mantenere nel medio termine il *plateau* produttivo dell'area. In tale ambito, è stata raggiunta nel 2008, la *final investment decision* del progetto Kizomba satelliti – fase 1. La prima fase riguarda lo sviluppo delle scoperte di petrolio Clochas e Mavacola. Lo *start-up* è atteso nel 2012.
Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno presso Soyo, circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas proveniente dai giacimenti *offshore* o bruciato in atmosfera. In tale ambito, è stata raggiunta nel 2008, la *final investment decision* per la realizzazione di una *pipeline* che collegherà all'impianto di liquefazione i giacimenti situati nei Blocchi 0 e 14, per la valorizzazione economica del *gas flaring*. Il completamento è atteso nel 2012.

Congo Nel maggio 2008 Eni e la Repubblica del Congo hanno definito un accordo di cooperazione di ampia portata al fine di valorizzare le risorse minerarie del Paese. L'intesa raggiunta si sviluppa lungo tre direttrici: (i) la ricerca e lo sfruttamento di oli non convenzionali nei due depositi di sabbie bituminose di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola. Si tratta di due aree estese su di una superficie complessiva di circa 1.790 chilometri quadrati che studi preliminari hanno evidenziato possedere un importante potenziale minerario. Eni ha in programma l'applicazione della tecnologia proprietaria *Eni Slurry Technology* (*EST*) al fine di valorizzare gli oli pesanti che saranno estratti dalle sabbie. Tale tecnologia è in grado di azzerare il residuo pesante della lavorazione massimizzando la resa in prodotti leggeri. Il progetto beneficerà delle sinergie derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture del giacimento operato di M'Boundi (Eni 80,1%); (ii) la collaborazione nel campo dello sfruttamento degli oli vegetali con l'obiettivo sia di soddisfare il fabbisogno alimentare interno sia di destinare le eccedenze produttive alla produzione di bio-diesel applicando la tecnologia proprietaria Eni Ultra-Bio-Diesel; (iii) la realizzazione di una centrale elettrica da 450 Mw presso il terminale di Djeno con *start-up* atteso a fine 2009. La centrale, partecipata da Eni con una quota del 20%, sarà alimentata con il gas associato del campo di M'Boundi e dalle scoperte *offshore* del permesso Marine XII (Eni 90%, operatore), contribuendo alla riduzione del *flaring* gas. La *final investment decision* sulle attività di sviluppo è stata raggiunto a fine 2008. Questo progetto consentirà di qualificare l'iniziativa *Clean Development Mechanism* ai fini dell'implementazione del Protocollo di Kyoto e di alimentare lo sviluppo sostenibile del Paese.
Nel 2008 sono stati avviati i due giacimenti operati di Awa Paloukou (Eni 90%) e Ikalou-Ikalou Sud (Eni 100%) nei permessi Marine X e Madingo, con un picco produttivo di 13 mila boe/giorno in quota Eni previsto nel 2009. Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi secondo il nuovo schema di progetto che prevede l'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del *gas flaring*.

Nigeria Nel dicembre 2008 Eni ha esercitato il suo diritto di prelazione della quota del 49,81% del progetto Abo, nei Blocchi OML 125 e 134 (Eni 50,19%). Nello stesso mese è stata ceduta la quota del 15% alla società nigeriana OANDO. L'operazione è stata ratifica da parte delle competenti autorità.
Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny (Eni 10,4%) è stata completata l'attività di ingegneria di base relativa all'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e installazione di un nuovo impianto di trattamento e *facility* di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di *feedgas* per vent'anni. Con lo stesso obiet-

tivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che verrà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.
Nei Blocchi OML 120/121 (Eni 40%, operatore) è stato approvato il progetto di sviluppo dell'importante scoperta a olio di Oyo. Lo schema di progetto prevede l'installazione di un'unità FPSO con capacità di trattamento di 40 mila barili/giorno e di stoccaggio di 1 milione di barili. Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2009.
Prosegue lo sviluppo del giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri, parte del progetto integrato *associated gas gathering* per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility offshore* di produzione; le attività *onshore* riguardano l'*upgrading* delle *flowstation* di Yokri e North/South Bank. Il completamento è previsto nel 2009.
Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feedgas*. La *joint venture* sta pianificando la realizzazione di una settima unità di trattamento con entrata a regime attesa nel 2012. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di *feedgas*. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) che forniscono circa 98 milioni di metri cubi/giorno (7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 46 mila boe). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.
Eni è operatore con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass. L'impianto, con avvio atteso nel 2014, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feedgas* di circa 17,5 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,8 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL. Proseguono le attività di *front end engineering* e una *final investment decision* è attesa nel 2009.

MARE DEL NORD

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle aree: a) Prospecting License 312 (Eni 17%) con la scoperta a gas di Gamma a una profondità di circa 2.500 metri. Il gas prodotto sarà trattato presso le *facility* del giacimento Aasgaard (Eni 14,82%); b) Prospecting License 122 (Eni 20%, operatore) con l'*appraisal* positivo di Marulk che ha confermato il potenziale minerario; c) Prospecting License 293 (Eni 45%, operatore) con la scoperta a gas e condensati di Afrodite. Sono in corso le attività di presviluppo al fine di valutare la convenienza economica della successiva fase di sviluppo; d) Prospecting License 128 (Eni 11,5%) con la scoperta a gas di Dompap a una profondità di circa 2.750 metri. Sono in corso attività di *appraisal*.
Nel febbraio 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata l'*operatorship* di 2 licenze esplorative, con quote del 40% e del 65%, nel Mare di Barents; e altre 3 licenze nel Mare di Norvegia, con quote comprese tra il 19,6% e il 29,4%.
L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) e interventi di *infilling* su Aasgaard (Eni 14,82%), Heidrun (Eni 5,12%) e Norne (Eni 6,9%) al fine di mantenere il livello produttivo.
Nel maggio 2008 è stato approvato dalle competenti autorità il progetto di sviluppo della scoperta Morvin (Eni 30%), che sarà messa in produzione attraverso il collegamento alle *facility* di produzione esistenti, di cui è previsto l'*upgrading*. Lo *start-up* è atteso nel primo trimestre del 2010.
Sono state completate le attività di sviluppo su Yttergryta (Eni 9,8%). Lo *start-up* produttivo con 2,3 milioni di metri cubi/giorno è avvenuto nel 2009.
Proseguono le attività sul giacimento Tyrihans (Eni 6,23%) che sarà sviluppato attraverso le sinergie ottenibili dalle *facility* di produzione di Kristin (Eni 8,25%). L'entrata in produzione è prevista nel 2009 in concomitanza con il declino produttivo di Kristin che renderà disponibile la capacità di trattamento per la produzione di Tyrihans.
Nella Prospecting License 229 (Eni 65%, operatore) continuano le attività di *appraisal* sul potenziale minerario dell'importante scoperta di Goliat. Il progetto sta progredendo secondo i programmi, con *start-up* produttivo atteso nel 2013 e una produzione a regime di 100 mila barili/giorno. Nel 2008 sono stati assegnati i contratti di studio per valutare due soluzioni di sviluppo che prevedono l'impiego di una FPSO cilindrica. La *final investment decision* è attesa nel 2009.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle aree: (i) Blocco 16/23 (Eni 16,67%) con la scoperta a petrolio e gas di Kinnoul che sarà sviluppata in siner-

gia con le *facility* di produzione di Andrew (Eni 16,21%); (ii) Blocco 30/6 (Eni 33%), le attività di *appraisal* sulla recente scoperta a gas di Jasmine hanno portato ad un'ulteriore scoperta a gas e condensati. Il progetto prevede lo sviluppo congiunto delle due scoperte che saranno collegate alle *facility* esistenti nell'area; (iii) Blocco 22/25a (Eni 16,95%) con la scoperta a gas e condensati di Culzean in prossimità del giacimento in produzione di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Sono in corso studi sulle possibili opzioni di sviluppo.

Nel novembre 2008 Eni ha acquisito dalla compagnia britannica Tullow Oil il 52% della Hewett Unit che comprende alcuni giacimenti prevalentemente a gas del Mare del Nord inglese, le relative infrastrutture di produzione e il terminale di Bacton; incrementando all'89% la propria quota di partecipazione negli *asset*, assumendo l'*operatorship*. Eni ha in programma di trasformare alcuni dei giacimenti semiesauriti della Hewett area in campi di stoccaggio *offshore* del gas della capacità di circa 5 miliardi di metri cubi, facendo leva sulla posizione strategica degli *asset*. Infatti, il terminale di Bacton è limitrofo al punto di arrivo della *pipeline* Interconnector che è un punto nevralgico della rete del gas nel Regno Unito. A tal fine, Eni intende ottenere una licenza di stoccaggio.

Nel dicembre 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata quattro blocchi esplorativi con una quota del 22%, situate nell'area delle Isole Shetland. Una delle licenze acquisite è contigua alle recenti scoperte a gas di Tormore (Eni 22,5%) e Laggan (Eni 20%).

Proseguono le attività di pre-sviluppo delle scoperte Burgley (Eni 7,1%) e Suilven (Eni 8,75%) nel Mare del Nord.

L'attività di sviluppo ha riguardato: (i) l'ottimizzazione della produzione di J-Block (Eni 33%) e nell'area di Liverpool Bay (Eni 53,9%) attraverso *upgrading* delle *facility*; (ii) interventi di *infilling* su Flotta Catchment Area (Eni 20%) e Mac-Culloch (Eni 40%) per mantenere il livello produttivo. È stato completato lo sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) attraverso la perforazione del secondo pozzo previsto per il raggiungimento del picco produttivo di 20 mila boe/giorno (4 mila in quota Eni).

AREA CASPIO

Kazakhstan – Kashagan Il 31 ottobre 2008 i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) e le Autorità Kazakhe hanno firmato l'accordo definitivo che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan sulla base del *Memorandum of Understanding* del 14 gennaio 2008.

I punti chiave definiti dall'accordo riguardano: (i) la diluizione proporzionale della quota di partecipazione all'iniziativa dei *partner* internazionali con il trasferimento di quote a beneficio del *partner* Kazakho del consorzio KazMunaiGas che porta la propria quota al 16,81% al pari di quella dei maggiori *partner*, con un esborso di 1,78 miliardi di dollari. Gli effetti economici delle nuove quote di partecipazione sono calcolati con riferimento alla data del 1° gennaio 2008; (ii) un trasferimento di valore dal consorzio alla Repubblica Kazakha da attuarsi attraverso la modifica di alcuni termini del *PSA*. Tale ammontare dipenderà dal livello futuro dei prezzi del petrolio. Eni contribuirà a tale trasferimento di valore in proporzione alla quota di partecipazione all'iniziativa del 16,81%; (iii) l'istituzione di un nuovo modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto, che riconosce un maggiore ruolo al *partner* Kazakho nella gestione operativa e ripartisce tra i principali *partner* internazionali la responsabilità di esecuzione delle successive fasi di sviluppo del progetto. Il nuovo modello operativo prevede la costituzione di North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette *partner* del consorzio, cui a partire dal gennaio 2009 sono state trasferite le responsabilità dell'Operatore. Le attività di sviluppo, perforazione e produzione sono state delegate da NCOC BV ai principali *partner* del Consorzio: Eni rimane responsabile per l'esecuzione della fase 1 (cosiddetta "*Experimental Program*") e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

In concomitanza con la firma degli accordi definitivi, le Autorità Kazake hanno approvato il nuovo *budget* dei costi di sviluppo della fase 1 del progetto, il cui scopo è stato ora ampliato, per un ammontare complessivo di 32,2 miliardi di dollari, al netto delle allocazioni di costi generali, amministrativi e per servizi; di questi circa 25,4 miliardi di dollari sono relativi allo "*scope of work*" originario di fase 1 (*tranche* 1&2), mentre i rimanenti fondi si riferiscono alla realizzazione della *tranche* 3 e delle infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia. Eni finanzierà tali investimenti in base al *working interest* del 16,81%.

Il *management* Eni ritiene che le nuove previsioni di costo di sviluppo e *start-up* del progetto Kashagan abbiano un grado elevato di affidabilità, questo sia sulla base dell'attuale avanzamento dei lavori della fase 1, pari al 55%, che del "*know-how*" maturato. In base ai piani attuali l'avvio della produzione è previsto a fine 2012. Nei successivi 12-15 mesi verrà completato l'avviamento degli impianti di trattamento e di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento raggiungendo una capacità produttiva di 370.000 barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 (*Experimental Program*) aumenterà infine a 450.000 barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa dispo-

Mar Caspio – giacimento di Kashagan (Isola D).

nibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo. In considerazione sia della dimensione delle riserve disponibili, dei risultati produttivi dei *test* dei primi pozzi di sviluppo completati, che hanno evidenziato una portata superiore alle aspettative, e delle indicazioni ottenute mediante gli studi di sottosuolo condotti, Eni stima che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno, con un incremento del 25% rispetto a quanto previsto nel 2004 dal piano di sviluppo originario.
Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Investimenti addizionali a quelli previsti per la fase 1 saranno necessari anche per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali.
Al 31 dicembre 2008 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 3,3 miliardi di dollari pari a 2,4 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2008 al netto della quota dell'1,71% ceduta al *partner* kazako in esecuzione degli accordi di ottobre (0,4 miliardi di dollari), formati dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2008 (2,3 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (1 miliardo di dollari).
Al 31 dicembre 2008 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 594 milioni di boe determinate sulla base della quota di partecipazione al progetto del 16,81%. Rispetto al 31 dicembre 2007, le riserve certe sono aumentate di 74 milioni di boe nonostante la cessione dell'1,71% della quota di partecipazione al progetto alla società di stato Kazakha KazMunayGas in base agli accordi perfezionati in ottobre. Questa diminuzione è stata più che compensata dall'effetto prezzo positivo e da revisioni positive di precedenti stime, che sono state confermate da valutazione indipendente di una società di ingegneri petroliferi (Ryder Scott Petroleum Consultants).

Kazakhstan – Karachaganak Localizzato *onshore* nella parte occidentale del Paese, Karachaganak è un giacimento *giant* che produce petrolio, condensati e gas naturale con riserve recuperabili stimate in 5 miliardi di boe. Un *Production Sharing Agreement* della durata di 40 anni, fino al 2037, regola le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) in cui il ruolo di operatore è attribuito in modo paritetico a Eni e British Gas.
Al momento è in via di completamento una quarta unità di trattamento dei liquidi (che consentirà di aumentare i volumi di olio destinati all'esportazione sui mercati occidentali che oggi vengono consegnati non stabilizzati a Orenburg) mentre prosegue la realizzazione del gasdotto Uralsk Gas Pipeline della lunghezza di 150 chilometri che collegherà entro il 2009 il giacimento alla rete di gasdotti del Kazakhstan.
L'ingegneria preliminare della Fase 3 di Karachaganak ha identificato in una realizzazione a stadi lo schema migliore per completare lo sviluppo del giacimento. Se approvato, lo *start-up* di un primo stadio di sviluppo potrebbe essere realizzato entro la fine del 2013.
Nell'aprile 2008 il Governo del Kazakhstan ha emesso un decreto che introduce una tassa sull'esportazione di greggio. Nel gennaio 2009 l'aliquota applicata per la determinazione della suddetta tassa è stata azzerata. Nello stesso mese è stato emesso un nuovo *Tax Code* il cui regime fiscale non impatta la redditività del progetto in considerazione delle clausole di stabilità fiscali vigenti nel relativo *PSA*.
Al 31 dicembre 2008 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 740 milioni di boe, in aumento di 200 milioni di boe rispetto al 2007, per effetto di revisioni positive delle precedenti stime connesse all'impatto positivo dei minori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'*entitlement* di riserve secondo lo schema di *PSA*.

Turkmenistan Nell'ambito dell'acquisizione della società inglese Burren Energy Plc, Eni è operatore del Blocco in produzione Nebit Dag (Eni 100%). La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun.
Le attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione della produzione attraverso la perforazione di pozzi di sviluppo e

il proseguimento del programma di *water injection* e *upgrading* delle *facility*. Sono stati inoltre perforati alcuni pozzi di sviluppo anche nei giacimenti di Uzboy e Balkan, limitrofi al campo Burun, avviati in *early production* dal 2006.

RESTO DEL MONDO

Australia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco JPDA 06-105 (Eni 40%, operatore), amministrato congiuntamente da Timor Est e Australia, con il pozzo esplorativo Kitan-1 che ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio a una profondità di 3.658 metri, erogando in fase di *test* 6.100 barili/giorno. Nel giugno 2008 le autorità competenti hanno approvato l'area di sviluppo del giacimento a seguito della dichiarazione di scoperta commerciale presentata da Eni. Sono in corso le attività per definire un piano di sviluppo da presentare alle autorità competenti entro il termine di dodici mesi. La *final investment decision* è attesa nel 2009.
Nel 2008 è stato completato il programma di sviluppo dell'area sud del giacimento Wollybutt (Eni 65%, operatore) attraverso la perforazione di un nuovo pozzo produttore con collegamento sottomarino alle *facility* di produzione presenti, e conseguente *build-up* della produzione.
Prosegue lo sviluppo del giacimento a gas Blacktip (Eni 100%, operatore), che sarà operato da una piattaforma di produzione collegata a un impianto di trattamento *onshore*. Lo *start-up* è atteso nel 2009 con un picco produttivo di 740 milioni di metri cubi/anno nel 2010. Il gas è previsto alimentare una centrale di generazione elettrica.

Colombia Nel 2008 Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* con la compagnia di Stato Ecopetrol con l'obiettivo di individuare opportunità congiunte di esplorazione e produzione in Colombia e in altre aree dell'America Meridionale.

Croazia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'*apprasial* sui giacimenti *offshore* a gas di Božica (Eni 50%) e Ika (Eni 50%).
Nel 2008 è stato avviato il giacimento Ana (Eni 50%) attraverso l'installazione di una piattaforma collegata alle *facility* presenti nell'area. Sono in corso di finalizzazione le attività di sviluppo sui giacimenti Irina, Vesna e Annamaria. Lo *start-up* dei tre giacimenti è atteso nel 2009.

India Nell'agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (HOEC), a seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale di HOEC. L'obbligo di OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. HOEC possiede licenze minerarie nell'*onshore* indiano, nel Cambay Basin, e nell'*offshore* della costa orientale in corrispondenza di Chennai. Gli *asset* acquisiti comprendono: (i) giacimenti in sviluppo e in produzione che sono previsti produrre 10 mila boe/giorno dal 2010; (ii) scoperte in fase di *appraisal*/sviluppo. Le principali attività di sviluppo in corso riguardano il completamento del giacimento a gas PY1, con *start-up* atteso nel 2009.

Indonesia Nel maggio 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata l'*operatorship* del blocco esplorativo West Timor che si estende su di una superficie sia *offshore* sia *onshore* di circa 4.000 chilometri quadrati.
L'attività di esplorazione ha riguardato: (i) nel permesso Krueng Mane (Eni 85%, operatore) il completamento delle attività per l'avvio del programma di perforazione; (ii) nel permesso Bukat (Eni 66,25%, operatore) il completamento della campagna di acquisizione sismica. Eni come operatore, ha allo studio importanti progetti di sviluppo sia a gas che ad olio relativi alle scoperte fatte nel permesso di Bukat.
Eni partecipa ad altri progetti in via di definizione che riguardano lo sviluppo congiunto delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei DeepWater Basin (Eni 20%). La produzione sarà trattata presso l'impianto GNL di Bontang.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: a) nel Blocco Mubarak (Eni 38%) con la scoperta a gas di Saquib che ha erogato in fase di *test* 700 mila metri cubi/giorno; b) nella licenza esplorativa Latif, il pozzo di *appraisal* Latif-2 ha permesso l'accertamento di nuove riserve, confermando le potenzialità minerarie dell'area.
Nell'ambito del piano di sviluppo delle riserve accertate nel permesso Bhit (Eni 40%, operatore), è stata avviata la terza unità di trattamento presso il terminale dell'area che ha aumentato la capacità dell'impianto di 1,3 milioni di metri cubi, consentendo di mettere in produzione il giacimento Badhra. Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione in particolare su Kadanwari, Miano, Sawan e Zamzama attraverso la perforazione di pozzi addizionali e *upgrading* delle *facility* finalizzate al mantenimento dei profili produttivi.

Papua Nuova Guinea Nel 2008 Eni ha firmato un *Partnership Agreement* con lo Stato di Papua Nuova Guinea per l'avvio di un programma esplorativo e di identificazione di opportunità di sviluppo di progetti *oil & gas* nel Paese. Inoltre l'accordo prevede il lancio di progetti anche nel campo della generazione elettrica e nelle energie alternative e rinnovabili. Questi progetti consentiranno di alimentare lo sviluppo sostenibile del Paese.

Qatar Nel 2008 Eni ha firmato con la compagnia Qatar Petroleum International un *Memorandum of Understanding* con l'obiettivo di individuare nuove opportunità congiunte di esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale. L'accordo prevede anche lo sviluppo di progetti nel settore petrolchimico e della generazione elettrica.

Stati Uniti – Golfo del Messico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle aree: a) Blocco *offshore* Mississippi Canyon 771 (Eni 25%), con la scoperta a petrolio e gas di Kodiak nelle vicinanze della piattaforma operata di Devil's Tower (Eni 75%); b) Blocco Walker Ridge 508 (Eni 15%), il pozzo di scoperta Stones-3 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio. La scoperta Stones rientra negli *asset* esplorativi acquisiti dalla Dominion Resources; c) Blocco Mississippi Canyon 459 (Eni 100%), con la scoperta Appaloosa mineralizzata a petrolio. A fine 2008 è stata sanzionata la *final investment decision*; d) Blocco Keathley Canyon Block 1008 (Eni 100%) con l'*appraisal* positivo della scoperta a olio Hadrian nell'*offshore* ultraprondo; e) Blocco *offshore* Green Canyon 859 (Eni 12,5%), con la scoperta a petrolio e gas di Heidelberg-1 a una profondità di 9.163 metri.
Nel marzo 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 32 blocchi esplorativi. L'*acreage* acquisito sarà sviluppato in sinergia con le esistenti *facility* operate da Eni.
Nell'agosto 2008, Eni si è aggiudicata 5 licenze esplorative nella regione del Keathley Canyon, una delle aree *core* per le attività di esplorazione nel Golfo del Messico. I blocchi saranno operati da Eni al 100%. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità locali.
Nel novembre 2008 Eni ha firmato un accordo di cooperazione con la compagnia di Stato colombiana Ecopetrol per la partecipazione in *asset* esplorativi nel Golfo del Messico. Secondo i termini dell'accordo Ecopetrol investirà circa 220 milioni di dollari per la partecipazione con una quota del 20-25% in cinque pozzi esplorativi che saranno perforati entro il 2012.
È stato sanzionato il programma di sviluppo della scoperta Longhorn (Eni 75%). Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma fissa alla quale saranno collegati tre pozzi sottomarini. Lo *start-up* è previsto nel 2009 con una produzione di picco attesa in 29 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni).

Stati Uniti (Golfo del Messico) – piattaforma di produzione di Allegheny.

Stati Uniti – Alaska Nel febbraio 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 18 blocchi esplorativi *offshore*, di cui 4 come operatore, nel Mare di Chukchi. L'*acreage* acquisito possiede un potenziale minerario significativo e consente ad Eni di consolidare la propria posizione nell'area.
È stato sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento Nikaitchuq (Eni 100%, operatore). Lo sviluppo avverrà per fasi con avvio atteso nel 2010 con un *plateau* di 26 mila barili/giorno.
Nel giugno 2008 è stato avviato il giacimento a olio di Oooguruk (Eni 30%) nel Beaufort Sea. Lo sviluppo del giacimento è avvenuto attraverso *facility* installate su di un'isola artificiale. Il picco produttivo di 17 mila boe/giorno è atteso nel 2011.

Venezuela Nel febbraio 2008 Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación oggetto di esproprio da parte della compagnia di Stato PDVSA il 1° aprile 2006. In base ai termini dell'accordo, Eni ha diritto ad un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, in linea con il valore di libro dell'*asset* espropriato. Eni ritiene che questo accordo contribuisca a rafforzare la collaborazione con PDVSA. In tale ambito, Eni ha raggiunto due accordi strategici di *partnership* con la compagnia di Stato PDVSA: (i) un *jointly study agreement* per lo sviluppo del Blocco Junin 5 nella Faja dell'Orinoco. L'area che si estende su una superficie di circa 670 chilometri quadrati, presenta risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante. Al completamento degli studi e definizione del piano di sviluppo, il progetto sarà realizzato tramite un'Impresa Mista composta da PDVSA ed Eni. Eni intende mettere a disposizione la propria esperienza e tecnologia per valorizzare l'olio pesante che sarà estratto; (ii) l'esplorazione delle due aree *offshore* di Blanquilla e Tortuga, entrambe

con una quota del 20%, nel Mar dei Carabi, su di una superficie di circa 5.000 chilometri quadrati. L'eventuale sviluppo delle due aree avverrà attraverso un progetto integrato GNL.
Nel 2008 è stato avviato il giacimento di petrolio Corocoro nel Golfo di PariaWest Block (Eni 26%). Il piano di sviluppo è articolato in due fasi, di cui la seconda dipenderà dai risultati della prima in termini di produttività dei pozzi e di comportamento del giacimento alla iniezione di acqua e gas. Il picco produttivo di 66 mila barili/giorno (17 mila in quota Eni) è atteso nel 2012.

Italia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas Cassiopea e l'*appraisal* positivo sul giacimento a gas Argo nell'*offshore* siciliano. Le due scoperte sono operate da Eni con una quota del 60%. In particolare per Cassiopea è previsto un piano di sviluppo accelerato per garantire sinergie ottimali con le recenti scoperte limitrofe di Panda e Argo. Il progetto prevede la perforazione di pozzi produttori sottomarini e l'installazione di una piattaforma produttiva che sarà collegata alle *facility* di trattamento *onshore* esistenti. Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2011.
Nel dicembre 2008 sono stati assegnati a Eni due permessi esplorativi nell'*onshore* della Puglia.
Le attività di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Antares, Cervia, Emma, Fratello Nord, Giovanna, Hera-Lacinia, Gela, Luna e Fiumetto); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento dello sviluppo di Cascina Cardana e Val d'Agri, fase 1.
Le altre iniziative sui temi a gas riguardano i giacimenti Annamaria e Guendalina nell'*offshore* adriatico. Lo *start-up* di Annamaria è atteso a fine 2009 con un picco produttivo di 4 mila boe/giorno. L'avvio di Guendalina è previsto nel 2010 con un picco produttivo di 3 mila boe/giorno.

Italia (Mare Adriatico) - piattaforma di produzione Barbara.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.545 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (6.429 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola, Congo e Stati Uniti. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 93% le attività all'estero, in particolare Stati Uniti, Egitto, Nigeria, Angola e Libia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.
L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato essenzialmente l'estensione della durata dei titoli minerari in Libia a seguito della firma degli accordi attuativi del *framework agreement* siglato nell'ottobre 2007 con la società di Stato NOC con effetti economici a partire dal 1° gennaio 2008 e l'acquisto dell'ulteriore quota del 34,81% del progetto ABO in Nigeria.
Nel 2008 gli investimenti tecnici aumentano di 2.920 milioni di euro rispetto al 2007 (+44,1%) per effetto essenzialmente della maggiore attività di sviluppo nel Golfo del Messico, Kazakhstan, Italia, Nigeria, Egitto, Australia e Congo.
Nel 2008 il settore Exploration & Production ha acquisito partecipazioni e rami d'azienda per 2,5 miliardi euro riferiti al completamento dell'acquisizione della società inglese Burren Energy Plc e l'acquisto degli *asset upstream* di First Calgary in Algeria, della Hewett Unit [4] nel Mare del Nord e di Hindustain Oil Exploration Co in India.

(4) Le attività di stoccaggio acquisite sono considerate nel settore Gas & Power (v. di seguito).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve *proved e unproved*	**152**	**96**	**836**	**740**	..
Italia	139				
Africa Settentrionale	10	11	626		
Africa Occidentale			210		
Area Caspio					
Resto del mondo	3	85			
Esplorazione	**1.348**	**1.659**	**1.918**	**259**	**15,6**
Italia	128	104	135	31	29,8
Africa Settentrionale	270	380	398	18	4,7
Africa Occidentale	471	239	460	221	92,5
Mare del Nord	174	193	214	21	10,9
Area Caspio	25	36	28	(8)	(22,2)
Resto del mondo	280	707	683	(24)	(3,4)
Sviluppo	**3.589**	**4.643**	**6.429**	**1.786**	**38,5**
Italia	363	461	570	109	23,6
Africa Settentrionale	701	948	1.246	298	31,4
Africa Occidentale	864	1.343	1.717	374	27,8
Mare del Nord	406	397	505	108	27,2
Area Caspio	593	733	997	264	36,0
Resto del mondo	662	761	1.394	633	83,2
Stoccaggio	**40**	**145**	**264**	**119**	**82,1**
Altro	**74**	**82**	**98**	**16**	**19,5**
	5.203	**6.625**	**9.545**	**2.920**	**44,1**

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio[5] rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nel 2008 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è stata pari al 61%. Dall'inizio attività, la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 50%.

		2006	2007	2008
Capacità disponibili:				
modulazione e minerari	(miliardi di metri cubi)	8,4	8,5	**8,6**
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	*54*	*44*	**39**
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	**5,1**
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	38	44	**48**

(5) Di cui due attualmente non operative.

Gas & Power

Principali indicatori di *performance*		2006	2007	2008
Ricavi [a]	(milioni di euro)	28.368	27.633	**36.936**
Utile operativo		3.802	4.127	**3.933**
Utile operativo *adjusted* [b]		3.882	4.092	**3.541**
Mercato		*2.045*	*2.228*	***1.469***
Business regolati Italia		*1.365*	*1.419*	***1.549***
Trasporto internazionale		*472*	*445*	***523***
Utile netto *adjusted*		2.862	2.936	**2.650**
EBITDA pro-forma *adjusted* [b]		4.896	5.077	**4.466**
Mercato		*2.966*	*3.068*	***2.310***
Business regolati Italia		*1.222*	*1.289*	***1.401***
Trasporto internazionale		*708*	*720*	***755***
Investimenti tecnici		1.174	1.366	**1.794**
Capitale investito netto *adjusted*		18.864	20.547	**21.333**
ROACE adjusted	(%)	15,1	14,9	**12,7**
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	98,10	98,96	**104,23**
di cui: vendite E&P [c]		4,69	5,39	**6,00**
Vendite di GNL		9,9	11,7	**12,0**
Clienti in Italia	(milioni)	6,54	6,61	**6,63**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	87,99	83,28	**85,64**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	31,03	33,19	**29,93**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.074	11.582	**11.389**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Dall'esercizio 2008 i dettagli per aree di *business* dell' "utile operativo *adjusted*" sono uniformati a quelli dell'*EBITDA* proforma *adjusted*. L'entità "Mercato" include l'attività della generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.
(c) Vendite del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico.

Acquisizione di Distrigas

› L'acquisizione della quota di controllo del 57,243% nella società belga Distrigas NV rappresenta per Eni un risultato di rilevanza strategica che consente di rafforzare la *leadership* nel mercato europeo del gas. In ottemperanza alla normativa belga del 27 aprile 2007, Eni ha lanciato un'OPA incondizionata sulle azioni di minoranza di Distrigas, alle stesse condizioni offerte a Suez. Il periodo di adesione dell'offerta termina il 19 marzo 2009.

› Nell'ultimo trimestre 2008, nell'ottica dell'ottimizzazione del *portfolio* Eni, sono stati perfezionati con Suez gli accordi relativi a forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Italgas e Stogit

› Il 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la cessione a Snam Rete Gas dell'intero capitale sociale di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) ad un prezzo di 4,7 miliardi di euro, di cui 3,1 miliardi di euro relativi a Italgas e 1,6 miliardi a Stogit. L'operazione è coerente con gli obiettivi di *unbundling* e si inquadra nell'ottica del conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati. L'operazione, il cui perfezionamento è atteso entro luglio 2009, consentirà a Eni di valorizzare al meglio gli *asset* di Italgas e Stogit che beneficeranno di maggiore visibilità e sinergie all'interno del perimetro di Snam Rete Gas.

***Partnership* con Altergaz e rafforzamento della presenza in Francia**

› Il 23 settembre 2008 per rafforzare ulteriormente la presenza Eni nel settore gas in Francia, Eni e Altergaz, società già partecipata da Eni al 38,91%, hanno acquisito entrambe una quota di partecipazione del 17% nel capitale azionario di Gaz de Bordeaux SAS, società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. Eni e Altergaz hanno anche stipulato un contratto per la fornitura di gas di lungo termine per 250 milioni di metri cubi all'anno a Gaz de Bordeaux.

Espansione sul mercato russo del gas naturale

› È stato firmato un contratto per la vendita di gas in Russia per la produzione di energia elettrica. L'accordo segna l'avvio delle attività Eni di commercializzazione del gas in Russia.

Potenziamento TTPC

› Nel corso dell'anno è entrato in esercizio il potenziamento da 6,5 miliardi di metri cubi/anno del gasdotto di importazione TTPC dall'Algeria. La nuova capacità è stata interamente allocata a terzi operatori.

Risultati finanziari

› Nel 2008 l'utile netto *adjusted* è stato di 2.650 milioni di euro con una diminuzione del 9,7% rispetto al 2007 dovuta essenzialmente alla flessione della *performance* operativa del mercato Italia in parte compensata dal contributo positivo dell'acquisizione di Distrigas e dalla crescita organica sui mercati europei.

› Il *ROACE adjusted* è stato del 12,7% (14,9% nel 2007).

› Sono stati investiti 1.794 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, il potenziamento delle linee di importazione e il programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

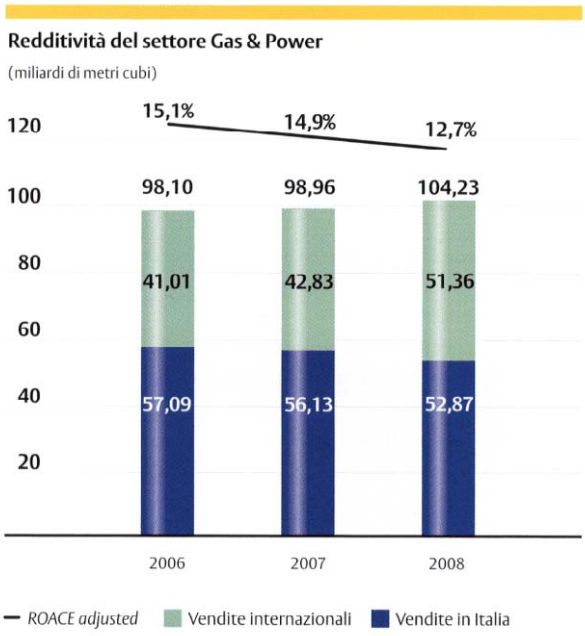
Risultati operativi

› Nel 2008 le vendite di gas naturale di 104,23 miliardi di metri cubi sono aumentate del 5,3% rispetto al 2007 per effetto essenzialmente dell'acquisizione di Distrigas (+5,23 miliardi di metri cubi) e della crescita organica registrata sui mercati europei, nonché delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalla *performance* negativa del mercato Italia (-5,8%).

› L'obiettivo al 2012 è di conseguire un volume di vendite di 124 miliardi di metri cubi, facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali, per le quali Eni prevede un tasso di incremento medio annuo del 7%.

› Le vendite di energia elettrica di 29,93 terawattora sono diminuite di 3,26 terawattora rispetto al 2007, pari al 9,8%.

› I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 85,64 miliardi di metri cubi sono aumentati del 2,8% rispetto al 2007.



GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate, compreso l'approvvigionato Distrigas di 5,15 miliardi di metri cubi, sono stati di 89,65 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2007 di 5,85 miliardi di metri cubi, pari al 7%.

A struttura costante, i volumi di gas approvvigionati all'estero (76,50 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 1,35 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+1,8%), per effetto essenzialmente della crescita sui mercati europei, in particolare nei primi mesi dell'anno, con relativi maggiori ritiri: (i) dall'Algeria via *pipeline* (+1,07 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Libia (+0,63 miliardi di metri cubi) in linea con la crescita delle produzioni di gas *equity*; (iii) dai Paesi Bassi (+0,36 miliardi di metri cubi); (iv) dalla Russia di gas destinato alla Turchia (+0,31 miliardi di metri cubi) in linea con l'incremento della domanda di gas del mercato turco.

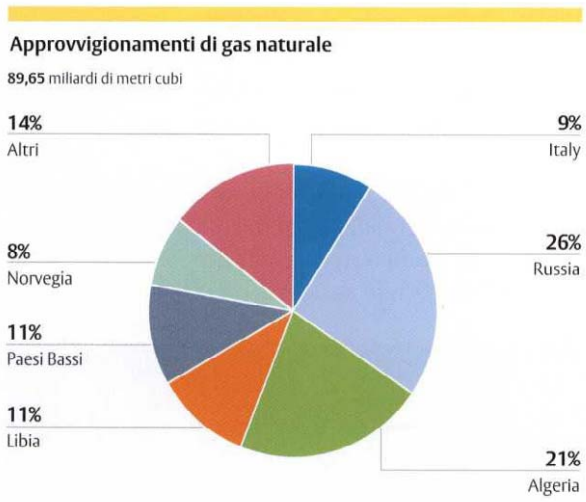
Gli approvvigionamenti in Italia (8 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,65 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,5%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

In diminuzione gli approvvigionamenti di gas russo destinato al mercato italiano (-0,97 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente della riduzione dei prelievi Eni conseguente agli accordi intervenuti con Gazprom che ne prevedono l'ingresso nel mercato delle forniture agli importatori italiani.

Nel 2008 i principali flussi approvvigionati di gas *equity* derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (7,5 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2008 i due giacimenti hanno fornito 3,2 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,3 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (in particolare della Croazia per 0,6 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato dal terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas *equity* sono stati di circa 21 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 21% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Italia	**10,21**	**8,65**	**8,00**	**(0,65)**	**(7,5)**
Estero					
Russia	24,98	23,44	**22,91**	(0,53)	(2,3)
Algeria (incluso il GNL)	20,42	18,41	**19,22**	0,81	4,4
Libia	7,70	9,24	**9,87**	0,63	6,8
Paesi Bassi	10,28	7,74	**9,83**	2,09	27,0
Norvegia	5,92	5,78	**6,97**	1,19	20,6
Regno Unito	2,50	3,15	**3,12**	(0,03)	(1,0)
Ungheria	3,28	2,87	**2,84**	(0,03)	(1,0)
Qatar (GNL)	-	-	**0,71**	0,71	..
Altri acquisti di gas naturale	2,41	2,2	**4,07**	1,87	85,0
Altri acquisti di GNL	1,57	2,32	**2,11**	(0,21)	(9,1)
	79,06	**75,15**	**81,65**	**6,50**	**8,6**
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	**89,27**	**83,80**	**89,65**	**5,85**	**7,0**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(3,01)	1,49	**(0,08)**	(1,57)	..
Perdite di rete e differenze di misura	(0,50)	(0,46)	**(0,25)**	0,21	(45,7)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate	**85,76**	**84,83**	**89,32**	**4,49**	**5,3**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**7,65**	**8,74**	**8,91**	**0,17**	**1,9**
Volumi E&P	**4,69**	**5,39**	**6,00**	**0,61**	**11,3**
Totale disponibilità per la vendita	**98,10**	**98,96**	**104,23**	**5,27**	**5,3**



TAKE-OR-PAY

Per coprire la crescita attesa della domanda europea di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare della domanda italiana, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. La vita residua media del portafoglio di contratti Eni è ad oggi di circa 21 anni.

A regime, nel 2010, i contratti di fornitura di lungo termine, che prevedono clausole *take-or-pay*, consentiranno a Eni di approvvigionare circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Il perfezionamento dell'acquisizione della società belga Distrigas (v. "Iniziative di sviluppo") ha comportato una significativa crescita del portafoglio di approvvigionamento di Eni con l'ingresso di forniture di lungo termine di circa 14,7 miliardi di metri cubi/anno (Paesi Bassi, Norvegia e Qatar) aventi una vita residua media di circa 14 anni. Il portafoglio approvvigionamenti avrà un grado maggiore di diversificazione e un minore profilo di rischio, considerato che Eni dipenderà da un solo fornitore per circa il 20-22% dei volumi acquistati al 2012.

Nel lungo termine, nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime dei potenziamenti di capacità di importazione (potenziamenti di *pipeline* e nuovi terminali GNL) realizzati nel 2008 e della finalizzazione di progetti in corso o annunciati da parte sia di Eni sia di operatori terzi, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale nel 2008 sono state di 104,23 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un aumento di 5,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+5,3%), per effetto essenzialmente dell'incremento delle vendite internazionali (+19,9%) dovuto in particolare alla crescita organica sui mercati europei e al consolidamento di Distrigas, acquisita nell'ottobre 2008 (+5,23 miliardi di metri cubi), nonché dell'effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre dell'anno. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle vendite in Italia a seguito della congiuntura economica negativa e della sempre più intensa pressione competitiva.

A struttura costante le vendite di gas naturale del 2008 ammontano a 99 miliardi di metri cubi sostanzialmente in linea con il 2007 (+0,04 miliardi di metri cubi).

Le vendite in Italia di 52,87 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 3,26 miliardi di metri cubi, pari al 5,8%, nonostante l'effetto climatico positivo del primo trimestre. La flessione ha riguardato essenzialmente i settori grossisti (-2,49 miliardi di metri cubi) e industriale (-2,13 miliardi di metri cubi) per effetto del calo della domanda, dell'azione della concorrenza e dell'esecuzione del programma *gas release*[1] (+0,91 miliardi di metri cubi). Queste minori forniture sono state in parte compensate dai maggiori prelievi del settore termoelettrico (+0,48 miliardi di metri cubi) e dalle maggiori vendite al settore residenziale (+0,43 miliardi di metri cubi) per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nei primi mesi dell'anno.

Le vendite agli importatori in Italia sono state di 11,25 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,58 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%, essenzialmente per effetto della circostanza che nel 2007 una maggior parte di queste vendite venne sostituita con vendite dirette in Italia.

Le vendite nei mercati europei (31,78 miliardi di metri cubi, incluse le società collegate e il contributo dell'acquisizione di Distrigas) sono aumentate di 7,43 miliardi di metri cubi, pari al 30,5%, anche in termini di quota di mercato. Escludendo l'effetto del consolidamento di Distrigas, le vendite di gas naturale nei mercati europei ammontano a 26,55 miliardi di metri cubi, con un aumento

(1) Si tratta di impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale di GNL di Panigaglia. Il programma di *gas release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.

di 2,20 miliardi di metri cubi, pari al 9%, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Francia (+0,64 miliardi di metri), per effetto delle azioni di *marketing* intraprese nei segmenti grossisti e industriale; (ii) Penisola Iberica (+0,53 miliardi di metri cubi), per le maggiori forniture a clienti grossisti e termoelettrici; (iii) Turchia (+0,31 miliardi di metri cubi), in relazione alla progressiva regimazione delle vendite attraverso il gasdotto Blue Stream; (iv) Germania-Austria (+0,20 miliardi di metri cubi), per l'incremento delle vendite ai grossisti.

Le vendite nei mercati extra europei (2,33 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea con il 2007.

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti sono aumentate di 0,61 miliardi di metri cubi, pari all'11,3%, in particolare per effetto del *ramp-up* delle produzioni nel Golfo del Messico.

Italia (Panigaglia) - Impianto di rigassificazione.

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Italia	**57,09**	**56,13**	**52,87**	**(3,26)**	**(5,8)**
Grossisti	11,54	10,01	**7,52**	(2,49)	(24,9)
Gas *release*	2,00	2,37	**3,28**	0,91	38,4
PSV e borsa	-	1,90	**1,89**	(0,01)	(0,5)
Industriali	14,33	12,77	**10,64**	(2,13)	(16,7)
Industriali	*13,33*	*11,77*	**9,59**	*(2,18)*	*(18,5)*
PMI e terziario	*1,00*	*1,00*	**1,05**	*0,05*	*5,0*
Termoelettrici	16,67	17,21	**17,69**	0,48	2,8
Residenziali	6,42	5,79	**6,22**	0,43	7,4
Autoconsumi	6,13	6,08	**5,63**	(0,45)	(7,4)
Vendite internazionali	**41,01**	**42,83**	**51,36**	**8,53**	**19,9**
Importatori in Italia	14,10	10,67	**11,25**	0,58	5,4
Mercati europei	20,71	24,35	**31,78**	7,43	30,5
Penisola Iberica	*5,24*	*6,91*	***7,44***	*0,53*	*7,7*
Germania - Austria	*4,72*	*5,03*	***5,29***	*0,26*	*5,2*
Turchia	*3,68*	*4,62*	***4,93***	*0,31*	*6,7*
Belgio	-	-	***4,57***	*4,57*	..
Nord Europa	*2,62*	*3,15*	***3,21***	*0,06*	*1,9*
Ungheria	*3,10*	*2,74*	***2,82***	*0,08*	*2,9*
Francia	*1,07*	*1,62*	***2,66***	*1,04*	*64,2*
Altro	*0,28*	*0,28*	***0,86***	*0,58*	..
Mercati extra europei	1,51	2,42	**2,33**	(0,09)	(3,7)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	4,69	5,39	**6,00**	0,61	11,3
Totale vendite mondo	**98,10**	**98,96**	**104,23**	**5,27**	**5,3**

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**85,76**	**84,83**	**89,32**	**4,49**	**5,3**
Italia (inclusi autoconsumi)	57,07	56,08	**52,82**	(3,26)	(5,8)
Resto d'Europa	27,93	27,86	**35,61**	7,75	27,8
Extra Europa	0,76	0,89	**0,89**	-	-
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**7,65**	**8,74**	**8,91**	**0,17**	**1,9**
Italia	0,02	0,05	**0,05**	-	-
Resto d'Europa	6,88	7,16	**7,42**	0,26	3,6
Extra Europa	0,75	1,53	**1,44**	(0,09)	(5,9)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**4,69**	**5,39**	**6,00**	**0,61**	**11,3**
Totale vendite mondo	**98,10**	**98,96**	**104,23**	**5,27**	**5,3**

GNL

Nel 2008, le vendite di GNL (12 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,3 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2,6%. In particolare le vendite del settore Gas & Power (8,4 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono incrementate di 0,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+5%) essenzialmente per i maggiori volumi commercializzati sui mercati europei attraverso Unión Fenosa Gas (Eni 50%), e per il contributo di Distrigas (+0,7 miliardi di metri cubi dal Qatar).

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P	**6,4**	**8,0**	**8,4**	**0,4**	**5,0**
Italia	1,5	1,2	**0,3**	(0,9)	(75,0)
Resto d'Europa	4,4	5,6	**7,0**	1,4	25,0
Extra Europa	0,5	1,2	**1,1**	(0,1)	(8,3)
Vendite E&P	**3,5**	**3,7**	**3,6**	**(0,1)**	**(2,7)**
Terminali:					
Bontang (Indonesia)	0,9	0,7	**0,7**	-	-
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	0,4	0,6	**0,5**	(0,1)	(16,7)
Bonny (Nigeria)	1,8	2,0	**2,0**	-	-
Darwin (Australia)	0,4	0,4	**0,4**	-	-
	9,9	**11,7**	**12,0**	**0,3**	**2,6**

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (85,64 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,36 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2,8%, essenzialmente per i maggiori quantitativi di gas immessi in rete per la ricostituzione degli stoccaggi nei mesi estivi a seguito dei maggiori prelievi relativi alle forti vendite stagionali nei primi mesi dell'anno. I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (33,84 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,95 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 9,6%. Nel 2008 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,52 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,38 miliardi di metri cubi nel 2007).

Volumi di gas naturale trasportati [a] (miliardi di metri cubi)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni	57,09	52,39	**51,80**	(0,59)	(1,1)
Per conto terzi	30,90	30,89	**33,84**	2,95	9,6
	87,99	**83,28**	**85,64**	**2,36**	**2,8**

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

MERCATO

Acquisizione Distrigas

Termini dell'operazione

Il 30 ottobre 2008 con l'autorizzazione della Commissione Europea, Eni ha perfezionato l'acquisizione dall'operatore francese Suez Tractebel della quota di maggioranza del 57,243% nella società belga Distrigas NV, quotata sul circuito Euronext Brussels. L'acquisizione è stata avviata a maggio con la presentazione da parte Eni di un'offerta vincolante a Suez a conclusione di un processo d'asta al quale hanno partecipato tutti i principali operatori europei del settore gas. Il prezzo riconosciuto da Eni a Suez per la quota del 57,243% è di 2,75 miliardi di euro (6.809,64 euro per azione) che valorizza la società a circa 4,8 miliardi di euro. Tale prezzo è soggetto ad un aggiustamento al verificarsi di certe condizioni nell'ambito della cessione perfezionata nel luglio 2008 da parte di Distrigas della controllata Distrigas & Co. agli operatori belgi Fluxys SA e Huberator SA. Distrigas & Co. è attiva nella commercializzazione di capacità di transito. Gli acquirenti Fluxys e Huberator riconosceranno a Distrigas un incremento di prezzo nei successivi cinque anni se si avvereranno revisioni tariffarie da parte delle autorità regolatorie locali. In tale ipotesi, Eni pagherà a Suez e agli altri azionisti che hanno aderito all'OPA o alle possibili successive riaperture, un ammontare pari al valore pro-quota di tale incremento in base a un meccanismo prestabilito.

L'ulteriore condizione rilevante per l'acquisto della quota di controllo in Distrigas da parte di Eni è stata la rinuncia all'esercizio del diritto di prelazione sulla quota oggetto di cessione da parte dell'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL *holding* delle Municipalità belghe che partecipa nel capitale di Distrigas con il 31,254%. Tale rinuncia è avvenuta in forza del patto parasociale (*Shareholders' Agreement*) firmato da Eni e Publigaz il 30 luglio 2008 che definisce il nuovo modello di *governance* di Distrigas e accorda altresì a Publigaz il diritto di vendere a Eni la propria partecipazione in Distrigas secondo le modalità previste dal patto parasociale.

Con il *closing* dell'acquisizione della quota di controllo, è scattato per Eni l'obbligo di OPA incondizionata sulle azioni di minoranza di Distrigas, comprese le azioni detenute da Publigaz, alle stesse condizioni offerte a Suez come previsto dal Decreto Reale belga del 27 Aprile 2007 in materia di offerte pubbliche. Infatti, agli azionisti di minoranza che aderiranno all'OPA, Eni riconoscerà: (i) 6.809,64 euro per azione in contanti e (ii) un titolo di credito ("*Certificate*"), che incorpora il diritto a ricevere pro-quota l'eventuale integrazione di prezzo prevista dagli accordi di cessione di Distrigas & Co.. Il 30 dicembre 2008, l'OPA ha ottenuto il via libera dalla Commission Bancaire, Financière et des Assurances (CBFA). Il periodo di adesione dell'offerta, iniziata il 9 gennaio 2009, termina il 19 Marzo 2009.

Il 4 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione di Publigaz SCRL ha deliberato di aderire all'OPA per l'intero pacchetto azionario in suo possesso per il controvalore di circa 1,5 miliardi di euro.

Razionale strategico

Distrigas è il principale operatore del mercato belga del gas naturale con vendite annue di circa 17 miliardi di metri cubi prevalentemente a clienti industriali, grossisti e termoelettrici in Belgio e nei mercati di Francia, Germania, Paesi Bassi e Lussemburgo. Possiede un portafoglio di contratti di approvvigionamento di lungo termine da Paesi Bassi, Norvegia e Qatar che copre circa il 90% delle vendite. Gli *asset* minori includono la nave metaniera Methania e la partecipazione dell'11% in Interconnector UK Ltd, società proprietaria dell'interconnessione delle reti di transito del gas fra Belgio e Regno Unito.
L'acquisizione rappresenta per Eni un risultato di rilevanza strategica che consente di rafforzare la *leadership* nel mercato europeo del gas. Eni si assicura una posizione chiave nel mercato gas del Belgio che, per grado di liquidità e centralità in termini di flussi fisici del gas, nonché per l'elevata interconnessione delle reti di trasporto, risulta essere significativo per lo sviluppo delle attività di commercializzazione e di *trading* in Europa.

Cessione dei consideration asset

Il 30 ottobre 2008 in base al *framework agreement* di maggio sono stati stipulati con Suez gli accordi relativi alla cessione da parte di Eni di *asset* e di forniture di lungo termine di gas ed elettricità (*consideration asset*) che rientrano nell'ottica dell'ottimizzazione del *portfolio* di Eni. A tutto dicembre 2008 sono stati perfezionati i seguenti accordi: (i) l'accordo Virtual Power Plant (VPP) che conferisce a Suez il diritto al ritiro di energia elettrica corrispondente alla capacità massima di 1.100 MW da Eni, per il periodo di 20 anni, al prezzo di 1,21 miliardi di euro; (ii) il contratto di fornitura di gas naturale fino a 4 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni con consegna in Italia e l'opzione per la fornitura in Germania fino a 2,5 miliardi di metri cubi/anno per 11 anni con un incasso di complessivi 255 milioni di euro; (iii) il contratto di fornitura di 0,9 miliardi di metri cubi/anno di GNL in gas equivalente nel Golfo del Messico per un periodo di 20 anni per l'ammontare pari a 87 milioni di euro. Proseguono le trattative per la cessione della rete di distribuzione del gas del bacino di Roma e di partecipazioni in titoli esplorativi e in produzione (alcuni in fase di perfezionamento).

Francia: acquisizione di una partecipazione in Gaz de Bordeaux SAS

Nel settembre 2008 Eni, d'intesa con il *partner* Altergaz (partecipata da Eni con il 38,91%), ha perfezionato l'acquisizione di una partecipazione del 17% da parte di entrambi i *partner* nel capitale azionario di Gaz de Bordeaux SAS, società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. L'accordo consentirà a Eni di espandere la propria presenza sul mercato francese attraverso una fornitura decennale a Gaz de Bordeaux di un volume di circa 250 milioni di metri cubi di gas/anno che saranno commercializzati a un mercato potenziale di oltre 250.000 clienti residenziali, commerciali e industriali.

Russia: contratto di fornitura a TGK-9

Nell'ambito della strategia di crescita nei mercati internazionali, l'8 luglio 2008 Eni ha sottoscritto con TGK-9, operatore del settore della produzione di energia elettrica in Russia, contratti di vendita di gas a partire dal 1° giugno 2008 per volumi pari a 350 milioni di metri cubi a regime nel 2010. Eni, primo operatore europeo a entrare nel mercato russo della commercializzazione gas, che è il secondo mercato a livello mondiale in termini di consumi, prosegue nello sviluppo della propria presenza nel mercato russo.

BUSINESS DEL GNL

Qatar

Il perfezionamento dell'acquisizione di Distrigas ha consentito ad Eni di ampliare le opportunità di sviluppo del *business* del GNL grazie all'accesso a nuove fonti di approvvigionamento in particolare dal Qatar sulla base del contratto di lungo termine (20 anni) con RasGas (70% Qatar Petroleum, 30% ExxonMobil)[2] e al terminale GNL di Zeebrugge sulla costa occidentale belga. Nel corso del 2008 il terminale è stato abilitato al carico di navi metaniere consentendo quindi a Distrigas di avviare l'attività di esportazione di GNL verso mercati particolarmente remunerativi.

Egitto

Eni attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti a circa 7 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale.

Nel 2008 il settore Gas & Power ha ritirato circa 0,7 milioni di tonnellate di GNL (pari a circa un miliardo di metri cubi di gas naturale) per la commercializzazione sul mercato europeo.

USA

Cameron

Eni ha opzionato dalla società americana Sempra capacità di rigassificazione nel terminale di Cameron in fase di realizzazione lungo il Calcasieu River, a circa 15 miglia a sud di Lake Charles, in Louisiana. La capacità opzionata ammonta a circa 6,5 miliardi di metri cubi/anno, pari al 40% della capacità totale del terminale per la durata di 20 anni. L'impianto è previsto entrare in esercizio entro il 2009.

L'operazione consentirà a Eni di commercializzare sul mercato nord americano le riserve di gas naturale che Eni sta sviluppando in Nord Africa e Nigeria.

Pascagoula

Nell'ambito del progetto *upstream* per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi) destinato al mercato Nord americano, Eni ha opzionato per vent'anni una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità del terminale di rigassificazione che sarà costruito presso Pascagoula in Mississippi con avvio previsto nel 2011.

BUSINESS REGOLATI IN ITALIA

Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Stogit e Italgas

Il 12 febbraio 2009 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni la vendita del 100% di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) ad un prezzo rispettivamente di 3.070 milioni di euro e 1.650 milioni di euro. Il valore dell'operazione, pari a 4.720 milioni di euro verrà finanziato da Snam Rete Gas attraverso: (i) un aumento di capitale fino a 3,5 miliardi di euro (di cui Eni si è impegnata a sottoscrivere la propria quota di competenza) e (ii) assunzione di debito per 1,3 miliardi di euro. I principali effetti economico-patrimoniali attesi a seguito dell'operazione sul bilancio consolidato di Eni sono i seguenti:

- a livello finanziario-patrimoniale, una variazione positiva pari a circa 1,5 miliardi di euro sia della posizione finanziaria netta, sia del patrimonio netto di pertinenza di terzi e complessivo, a seguito della sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato;
- a livello di conto economico, una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi.

La transazione è stata improntata a criteri di trasparenza e

(2) RasGas è una tra le più importati società integrate attive a livello mondiale nel business del GNL.

a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Due *advisor* finanziari indipendenti, Banca IMI e Rothschild, hanno assistito Eni nella strutturazione dell'operazione e nella definizione degli aspetti negoziali con Snam Rete Gas, e hanno rilasciato due specifiche e separate *fairness opinion* in merito alla congruità dal punto di vista finanziario dei corrispettivi di vendita delle partecipazioni in Italgas e in Stogit.

Per effetto dell'operazione, tutte le attività regolate di Eni relative alla distribuzione e allo stoccaggio di gas in Italia confluiranno nel perimetro di Snam Rete Gas dando vita al gruppo *leader* in Italia e in Europa nel settore dei *business* regolati, dotato di un capitale investito ai fini regolatori (RAB) di circa 20 miliardi di euro, con una rete di trasporto e distribuzione gas rispettivamente pari a 31.000 chilometri e 58.000 chilometri, e con una capacità di stoccaggio di 14 miliardi di metri cubi inclusiva di 5 miliardi di metri cubi di riserva strategica. Una volta finalizzata, l'operazione consentirà al Gruppo Eni il conseguimento di importanti sinergie strutturali ed un miglior apprezzamento da parte del mercato finanziario delle attività regolate di Italgas e Stogit grazie alla maggiore visibilità di cui beneficeranno all'interno del perimetro Snam Rete Gas.
Il perfezionamento dell'operazione è previsto entro luglio 2009.

Galsi
Il 30 settembre 2008 Snam Rete Gas e Galsi hanno firmato l'accordo definitivo che conferma il reciproco impegno e definisce le condizioni per la realizzazione del nuovo gasdotto di importazione dall'Algeria all'Italia. L'accordo, che implementa le condizioni previste dal *Memorandum of Understanding* sottoscritto nel novembre 2007, definisce in dettaglio le condizioni per lo sviluppo, realizzazione e la messa in esercizio della sezione italiana del progetto. Secondo i termini dell'accordo, Galsi provvederà allo sviluppo dell'ingegneria e all'ottenimento delle principali autorizzazioni mentre Snam Rete Gas si occuperà della realizzazione e della successiva gestione dell'attività di trasporto.

Il gasdotto si svilupperà complessivamente per circa 900 chilometri, di cui 600 *offshore*, con profondità massime di circa 2800 metri fra Algeria e Sardegna. La capacità di trasporto iniziale sarà di 8 miliardi di metri cubi/anno.

TRASPORTO INTERNAZIONALE
TAG - Russia
La capacità di trasporto del gasdotto, pari a 37 miliardi di metri cubi/anno, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento, entrata in esercizio nell'ottobre 2008, contribuisce ad incrementare la capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno, interamente allocata a terzi. La seconda *tranche* da 3,3 miliardi di metri cubi/anno è prevista entrare in esercizio nel quarto trimestre del 2009. La relativa procedura di allocazione è in corso di finalizzazione.

TTPC - Algeria
Nel 2008 è stato completato il progetto di potenziamento da 6,5 miliardi di metri cubi del gasdotto, che ha consentito di incrementare la capacità di trasporto complessiva della *pipeline* a 33,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento da 3,2 miliardi di metri cubi è entrata in esercizio il 1° aprile 2008; la seconda *tranche* è entrata in esercizio nell'ottobre 2008. La nuova capacità è stata interamente venduta a terzi operatori.
La capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, è già adeguata alla nuova capacità del TTPC.

Incidente al gasdotto TMPC
Il 19 dicembre 2008 una delle cinque linee del gasdotto TMPC dall'Algeria è stata danneggiata dall'ancora di una petroliera nell'attraversamento del canale di Sicilia.
A seguito del forte calo di pressione registrato, la linea del gasdotto è stata interrotta consentendo di evitare danni significativi all'ambiente. Non si sono verificati danni rilevanti agli impianti situati nei punti di partenza e arrivo del gasdotto. Sono state inoltre prontamente attivate le procedure di messa in sicurezza degli impianti e del personale. Il trasporto del gas da parte del gasdotto è proceduto regolarmente sulle restanti quattro linee. La società che gestisce il gasdotto (TMPC) ha avviato immediatamente le attività necessarie al ripristino delle condizioni di normale esercizio. Snam Rete Gas ha reso disponibile capacità di importazione addizionale presso il punto di ingresso di Gela alla rete nazionale ed Eni ha potuto far fronte ai propri impegni contrattuali di consegna ai clienti con maggiori prelievi di gas libico. Trattandosi di un evento di forza maggiore, non si applica la clausola di *take-or-pay* su eventuali minori ritiri di volumi di gas algerino rispetto al minimo contrattuale.

Regolamentazione

Decreto Legislativo n. 164/2000

Il Decreto Legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una quota dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la quota si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema.

Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del decreto nello stesso periodo. Il 2008 chiude il quinto triennio di verifica del rispetto dei limiti alle immissioni in rete, nel quale la quota media consentita è del 63% dei consumi nazionali di gas naturale, e il quarto triennio di verifica delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

Delibera VIS 8/09: Chiusura dell'istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto del gas naturale nel periodo 2004-2006

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, con la delibera VIS 8/09 ha concluso l'istruttoria sul gas non contabilizzato, avviata con delibera VIS 41/08 "Istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto del gas naturale nel periodo 2004-2006". Sulla base delle risultanze di tale istruttoria sono stati definiti gli interventi che Snam Rete Gas dovrà attuare per il miglioramento del processo di calcolo del gas naturale ed è stato determinato in 45 milioni di euro l'importo complessivo da riconoscere alla Società in relazione ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del *fuel* gas negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007. L'Autorità ha inoltre stabilito di determinare i costi addizionali sostenuti dalla Società negli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 con successivi provvedimenti.

Delibera ARG/gas 92/08: Definiti i criteri tariffari per il 3° periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, con la delibera ARG/gas 92/08, ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione per il 3° periodo di regolazione (ottobre 2008 - settembre 2012).

La valutazione del capitale investito netto (RAB) viene effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. L'aggiornamento annuale dei ricavi e delle tariffe seguirà le stesse metodologie del precedente periodo regolatorio, salvo per gli ammortamenti che verranno adeguati ogni anno e sottratti al meccanismo del *price cap*.

Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 7,6% in termini reali prima delle imposte. Inoltre, viene stabilita un'ulteriore remunerazione, fino al 3%, per i nuovi investimenti per un periodo massimo di 16 anni. I costi operativi vengono aggiornati ogni anno per tenere conto dell'inflazione e del recupero di efficienza (X-factor) fissato pari allo 0,5% in termini reali. La Delibera ARG/gas 92/08 prevede anche che i ricavi riconosciuti siano correlati per il 90% alla capacità di rigassificazione e per il rimanente 10% ai volumi effettivamente rigassificati (tale rapporto era 80/20 nel secondo periodo di regolazione).

GENERAZIONE ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara. Nel 2008 la produzione di energia elettrica è stata di 23,33 terawattora con un decremento di 2,16 terawattora rispetto al 2007, pari all'8,5%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso i siti di Brindisi, Ravenna e Livorno in parte compensate dalle maggiori produzioni della centrale di Ferrera Erbognone. Al 31 dicembre 2008 la potenza installata è di 4,9 gigawatt. Entro il 2012 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza installata di 5,5 gigawatt. Il programma di sviluppo è in corso presso le centrali di Taranto (Eni 100%) e Ferrara (Eni 51%) dove in *partnership* con la società EGL Holding Luxembourg AG è in corso la realizzazione di due nuovi gruppi di potenza a ciclo combinato da 390 megawatt ciascuno con entrata in esercizio prevista nel 2009.

Vendite di energia elettrica

Nel 2008 le vendite di energia elettrica (29,93 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (76%), borsa elettrica (13%), siti industriali (9%) e GSE/VPP (2%). Rispetto al 2007, le vendite sono diminuite di 3,26 terawattora, pari al 9,8%, per effetto essenzialmente della minore attività di commercializzazione. La flessione ha riguardato principalmente le vendite in borsa.

In aumento le vendite sul mercato libero in particolare a clienti grossisti, per maggiori volumi *spot*, e industriali per effetto di nuove acquisizioni.

Prosegue il programma di espansione del portafoglio clienti *dual offer* con l'obiettivo di raggiungere nel 2012 un tasso di penetrazione superiore al 20% della base clienti *retail* di Eni.

		2006	2007	2008	Var. ass.	Var.%
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.775	4.860	**4.530**	(330)	(6,8)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	616	720	**560**	(160)	(22,2)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	24,82	25,49	**23,33**	(2,16)	(8,5)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.287	10.849	**10.584**	(265)	(2,4)

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var.%
Produzione di energia elettrica		24,82	25,49	**23,33**	(2,16)	(8,5)
Acquisti di energia elettrica		6,21	7,70	**6,60**	(1,10)	(14,3)
		31,03	**33,19**	**29,93**	**(3,26)**	**(9,8)**
Mercato libero		16,22	20,73	**22,89**	2,16	10,4
Borsa elettrica		9,67	8,66	**3,82**	(4,84)	(55,9)
Siti		2,70	2,81	**2,71**	(0,10)	(3,6)
GSE/VPP		2,44	0,99	**0,51**	(0,48)	(48,5)
Vendite di energia elettrica		**31,03**	**33,19**	**29,93**	**(3,26)**	**(9,8)**

Investimenti tecnici

Nel 2008 gli investimenti tecnici del settore di 1.794 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (1.130 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (233 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (233 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (107 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var.%
Italia		1.014	1.074	**1.486**	412	38,4
Estero		160	292	**308**	16	5,5
		1.174	**1.366**	**1.794**	**428**	**31,3**
Mercato		**292**	**238**	**198**	**(40)**	**(16,8)**
Mercato		63	63	**91**	28	44,4
Italia		-	*13*	**16**	3	*23,1*
Estero		63	*50*	**75**	*25*	*50,0*
Generazione elettrica		229	175	**107**	(68)	(38,9)
***Business* regolati Italia**		**785**	**886**	**1.363**	**477**	**53,8**
Trasporto		627	691	**1.130**	439	63,5
Distribuzione		158	195	**233**	38	19,5
Trasporto internazionale		**97**	**242**	**233**	**(9)**	**(3,7)**
		1.174	**1.366**	**1.794**	**428**	**31,3**

Refining & Marketing

Principali indicatori di *performance*		2006	2007	2008
Ricavi[a]	(milioni di euro)	38.210	36.401	**45.083**
Utile operativo		319	729	**(1.023)**
Utile operativo *adjusted*		790	329	**566**
Utile netto *adjusted*		629	319	**510**
Investimenti tecnici		645	979	**965**
Capitale investito netto *adjusted*		5.766	7.149	**8.260**
ROACE adjusted	(%)	10,7	5,0	**6,4**
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	38,04	37,15	**35,84**
Grado di conversione del sistema	(%)	57	56	**58**
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	711	748	**737**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,48	12,65	**12,67**
Stazioni di servizio rete Europa (a fine periodo)	(numero)	6.294	6.440	**5.956**
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.470	2.486	**2.502**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.437	9.428	**8.327**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Cessione di Agip España nell'ambito degli accordi con Galp Energia SGPS SA

› Nell'ottobre 2008 è stato perfezionato il contratto di vendita dell'intero capitale sociale della controllata Eni Agip España a Galp Energia SGPS SA in forza dell'esercizio, nell'ottobre 2007, dell'opzione di acquisto prevista dai patti parasociali. L'*asset* ceduto comprende 371 stazioni di servizio ed attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato extrarete nella Penisola Iberica.

Risultati finanziari

› Nel 2008 l'utile netto *adjusted* di 510 milioni di euro è aumentato di 191 milioni di euro (+59,9%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa. L'attività di raffinazione ha beneficiato di maggiori margini realizzati in relazione al favorevole andamento dello scenario. In miglioramento i risultati dell'attività commerciale per effetto del recupero dei margini e della crescita della quota di mercato in particolare nell'attività rete in Italia.

› Il *ROACE adjusted* è stato del 6,4%, in aumento rispetto al 2007 (5%).

› Sono stati investiti 965 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

Risultati operativi

› Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (35,84 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,31 milioni di tonnellate rispetto al 2007 (-3,5%). In Italia le minori lavorazioni (-6,3%) sono state registrate in particolare su Taranto, Venezia e Gela per effetto principalmente delle fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel primo semestre. L'incremento all'estero è dovuto alla maggiore capacità sulla Ceska Rafinerska a seguito del pieno contributo di un'ulteriore quota di partecipazione acquisita nel 2007, in parte assorbito dalle minori lavorazioni in Germania.

› La quota di mercato rete in Italia è del 30,6% con un incremento di 1,4 punti percentuali rispetto al 2007 per effetto essenzialmente delle iniziative di *marketing* attuate (vendite in modalità "Iperself" e programmi di fidelizzazione). Le vendite rete di 8,81 milioni di tonnellate sono aumentate del 2,2%, nonostante il calo dei consumi nazionali (in flessione del 2,5%).

› Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (3,86 milioni di tonnellate) sono diminuite del 4,2% in particolare in Penisola Iberica, per effetto della cessione a Galp delle attività *downstream*, e in Germania. A struttura costante le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa hanno registrato un aumento di 45 mila tonnellate, pari all'1,4%.

› Nel 2008 sono stati aperti/ristrutturati 124 *outlet* per la fornitura di prodotti e servizi *non oil* su altrettante stazioni di servizio della rete italiana. Il fatturato *non oil* della rete europea è stato di 153 milioni di euro, in crescita del 6,3% rispetto al 2007.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2008 sono state acquistate 57,91 milioni di tonnellate di petrolio (59,56 milioni nel 2007), di cui 29,71 milioni dal settore Exploration & Production, 12,09 milioni sul mercato *spot* e 16,11 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 29% dall'Africa Occidentale, 19% dai Paesi della Russia europea e asiatica, 15% dall'Africa-Settentrionale, 14% dal Medio Oriente, 14% dal Mare del Nord, 6% dall'Italia e 3% da altre aree.

Sono state commercializzate 26 milioni di tonnellate di petrolio, in aumento rispetto al 2007 (+0,7%). Sono state acquistate 3,39 milioni di tonnellate di semilavorati (3,59 milioni nel 2007) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 17,42 milioni di tonnellate di prodotti (16,14 milioni nel 2007) destinati alla vendita sui mercati esteri (14,70 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (2,72 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

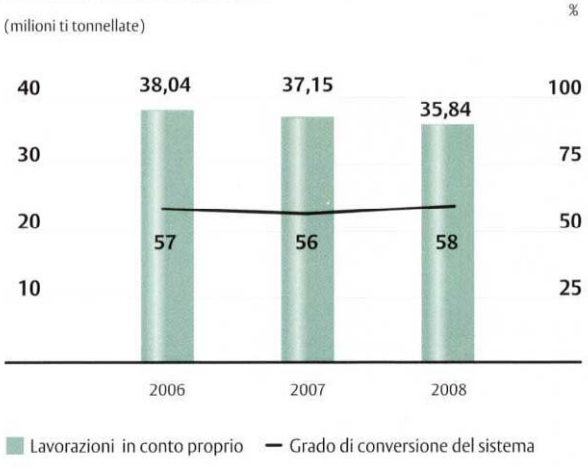
Acquisti (milioni di tonnellate)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Greggi *equity*					
Produzione Eni estero	32,76	27,47	**26,14**	(1,33)	(4,8)
Produzione Eni nazionale	4,05	4,10	**3,57**	(0,53)	(12,9)
	36,81	**31,57**	**29,71**	**(1,86)**	**(5,9)**
Altri greggi					
Acquisti *spot*	10,73	11,34	**12,09**	0,75	6,6
Contratti a termine	18,16	16,65	**16,11**	(0,54)	(3,2)
	28,89	**27,99**	**28,20**	**0,21**	**0,8**
Totale acquisti di greggi	**65,70**	**59,56**	**57,91**	**(1,65)**	**(2,8)**
Acquisti di semilavorati	3,18	3,59	**3,39**	(0,20)	(5,6)
Acquisti di prodotti	16,00	16,14	**17,42**	1,28	7,9
TOTALE ACQUISTI	**84,88**	**79,29**	**78,72**	**(0,57)**	**(0,7)**
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,10)	(1,13)	**(1,00)**	0,13	(11,5)
Altre variazioni [a]	(1,99)	(2,19)	**(1,04)**	1,15	(52,5)
	81,79	**75,97**	**76,68**	**0,71**	**0,9**

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Raffinazione

Nel 2008 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (35,84 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,31 milioni di tonnellate rispetto al 2007, pari al 3,5%. In Italia sono state registrate minori lavorazioni di 2,06 milioni di tonnellate (-6,3%), in particolare sulle raffinerie di Taranto, Venezia e Gela per effetto principalmente delle fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel primo semestre.
L'incremento all'estero di circa 750 mila tonnellate è dovuto alla maggiore capacità sulla Ceska Rafinerska a seguito del pieno contributo dell'acquisizione di un'ulteriore quota di partecipazione nel 2007 in parte assorbito dalle minori lavorazioni in Germania.

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie



Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,59 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,20 milioni di tonnellate (-7,9%) rispetto al 2007.
Il 21,5% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 8,7 punti percentuali rispetto al 2007 (30,2%), equivalenti a un minor volume di circa 2,3 milioni di tonnellate per effetto della minore disponibilità di greggi di produzione provenienti da Russia, Libia e Italia.

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Italia					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,17	27,79	**25,59**	(2,20)	(7,9)
Lavorazioni in conto terzi	(1,53)	(1,76)	**(1,37)**	0,39	(22,2)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	7,71	6,42	**6,17**	(0,25)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	**33,35**	**32,45**	**30,39**	**(2,06)**	**(6,3)**
Consumi e perdite	(1,45)	(1,63)	**(1,61)**	0,02	(1,2)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**31,90**	**30,82**	**28,78**	**(2,04)**	**(6,6)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,45	2,16	**2,56**	0,40	18,5
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,82)	(3,80)	**(1,42)**	2,38	(62,6)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,10)	(1,13)	**(1,00)**	0,13	(11,5)
Prodotti venduti	**30,43**	**28,05**	**28,92**	**0,87**	**3,1**
Estero					
Lavorazioni in conto proprio	**4,69**	**4,70**	**5,45**	**0,75**	**16,0**
Consumi e perdite	(0,32)	(0,31)	**(0,25)**	0,06	(19,4)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**4,37**	**4,39**	**5,20**	**0,81**	**18,5**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	11,51	13,91	**15,14**	1,23	8,8
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	4,82	3,80	**1,42**	(2,38)	(62,6)
Prodotti venduti	**20,70**	**22,10**	**21,76**	**(0,34)**	**(1,5)**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**38,04**	**37,15**	**35,84**	**(1,31)**	**(3,5)**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*12,50*	*9,29*	**6,98**	*(2,31)*	*(24,9)*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**51,13**	**50,15**	**50,68**	**0,53**	**1,1**
Vendite di greggi	**30,66**	**25,82**	**26,00**	**0,18**	**0,7**
TOTALE VENDITE	**81,79**	**75,97**	**76,68**	**0,71**	**0,9**

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2008 le vendite di prodotti petroliferi (50,68 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 530 mila tonnellate rispetto al 2007, pari all'1,1%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi venduti sui mercati rete ed extrarete in Italia ed extrarete nel resto d'Europa.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
Rete	8,66	8,62	**8,81**	0,19	2,2
Extrarete	11,74	11,09	**11,15**	0,06	0,5
Petrolchimica	2,61	1,93	**1,70**	(0,23)	(11,9)
Altre vendite	7,42	6,41	**7,26**	0,85	13,3
Vendite in Italia	**30,43**	**28,05**	**28,92**	**0,87**	**3,1**
Rete resto d'Europa	3,82	4,03	**3,86**	(0,17)	(4,2)
Extrarete estero	4,60	4,96	**5,38**	0,42	8,5
di cui Extrarete resto d'Europa	*4,19*	*4,39*	**4,82**	*0,43*	*9,8*
Altre vendite	12,28	13,11	**12,52**	(0,59)	(4,5)
Vendite all'estero	**20,70**	**22,10**	**21,76**	**(0,34)**	**(1,5)**
	51,13	**50,15**	**50,68**	**0,53**	**1,1**

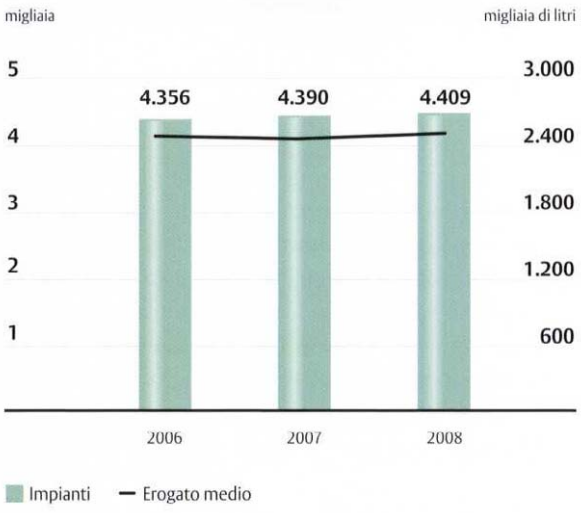
Vendite per prodotto/canale (milioni di tonnellate)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
Italia	**20,40**	**19,71**	**19,96**	**0,25**	**1,3**
Vendite rete	**8,66**	**8,62**	**8,81**	**0,19**	**2,2**
Benzina	3,38	3,19	**3,11**	(0,08)	(2,5)
Gasolio	5,09	5,25	**5,50**	0,25	4,8
GPL	0,18	0,17	**0,19**	0,02	11,8
Lubrificanti	0,01	0,01	**0,01**	-	-
Vendite extrarete	**11,74**	**11,09**	**11,15**	**0,06**	**0,5**
Gasolio	4,60	4,42	**4,52**	0,10	2,3
Oli combustibili	1,27	0,95	**0,85**	(0,10)	(10,5)
GPL	0,41	0,37	**0,38**	0,01	2,7
Benzina	0,15	0,15	**0,15**	-	-
Lubrificanti	0,13	0,13	**0,12**	(0,01)	(7,7)
Bunker	1,68	1,58	**1,70**	0,12	7,6
Altri prodotti	3,50	3,49	**3,43**	(0,06)	(1,7)
Estero (rete + extrarete)	**8,42**	**8,99**	**9,24**	**0,25**	**2,8**
Benzine	2,06	2,29	**2,33**	0,04	1,7
Gasolio	4,90	5,16	**5,11**	(0,05)	(1,0)
Jet fuel	0,34	0,38	**0,47**	0,09	23,7
Oli combustibili	0,23	0,25	**0,23**	(0,02)	(8,0)
Lubrificanti	0,10	0,09	**0,11**	0,02	22,2
GPL	0,46	0,49	**0,52**	0,03	6,1
Altri prodotti	0,33	0,33	**0,47**	0,14	42,4
Totale	**28,82**	**28,70**	**29,20**	**0,50**	**1,7**

Vendite rete Italia

Nel 2008 le vendite sulla rete in Italia (8,81 milioni di tonnellate), nonostante il calo dei consumi nazionali, sono aumentate di circa 190 mila tonnellate, pari al 2,2%, per effetto essenzialmente delle iniziative di *marketing* attuate (vendite in modalità "Iperself" e programmi di fidelizzazione) che hanno sostenuto l'incremento della quota di mercato dal 29,2% al 30,6%. Le maggiori vendite hanno riguardato essenzialmente il gasolio a fronte della riduzione registrata dalla benzina.

Al 31 dicembre 2008 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.409 stazioni di servizio con un incremento di 19 unità rispetto al 31 dicembre 2007 (4.390 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (32 unità), dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (19 unità) e dal mancato rinnovo di una concessione autostradale. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.470 mila litri) ha registrato un aumento di 26 mila litri rispetto al 2007.

Stazioni di servizio ed erogato medio rete Italia



Nel 2008 le vendite di carburanti della linea Blu - carburanti a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale - hanno risentito della maggiore sensibilità della domanda al prezzo di tali prodotti determinandone la flessione in un contesto di recessione economica e di quotazioni dei carburanti mediamente elevate. Le vendite di BluDiesel e della versione riformulata BluDieselTech sono state di 583 mila tonnellate (677 milioni di litri), con una riduzione di 152 mila tonnellate rispetto al 2007 e hanno rappresentato il 10,6% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2008 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono 4.095 (4.065 nel 2007) pari a circa il 93% del totale.

Le vendite di BluSuper sono state di 78 mila tonnellate (91 milioni di litri) in calo di 20 mila tonnellate rispetto al 2007 e sono pari al 2,5% dei volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2008 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 2.631 (2.565 a fine 2007), pari a circa il 60% del totale.

Nell'ambito dell'iniziativa promozionale "You&Agip", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale, le *card* che nel corso della campagna hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2008, oltre 4 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono oltre 3 milioni. Il volume venduto in funzione dell'accumulo punti con le *card* è stato pari a circa il 46% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 44% dell'erogato complessivo della rete.

Vendite rete resto d'Europa

Nel 2008 le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (3,86 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 170 mila tonnellate, pari al 4,2%, essenzialmente in Penisola Iberica, per la cessione a Galp delle attività *downstream*, e in Germania. Tali diminuzioni sono state in parte compensate dalle maggiori vendite in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia per il contributo delle acquisizioni perfezionate nel quarto trimestre del 2007.

Al 31 dicembre 2008 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.547 stazioni di servizio con una riduzione di 503 unità rispetto al 31 dicembre 2007 (2.050 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la cessione di 371 stazioni di servizio a Galp in Penisola Iberica; (ii) il saldo negativo di 135 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni positive in Svizzera e Ungheria, negative in Germania; (iii) la chiusura di 17 impianti a basso erogato; (iv) l'acquisto di 15 impianti; (v) l'apertura di 5 nuove unità. L'erogato medio (2.577 mila litri) è sostanzialmente invariato rispetto al 2007.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2008 le vendite extrarete in Italia (11,15 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 60 mila tonnellate rispetto al 2007, pari allo 0,5% essenzialmente per l'incremento dei consumi sul mercato *bunker* e delle vendite di gasolio.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (4,82 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 430 mila tonnellate pari al 9,8%, essenzialmente in Repubblica Ceca e Svizzera a fronte di una diminuzione registrata in Spagna, Austria, Francia e Germania.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,70 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 230 mila tonnellate per le minori forniture di *feedstock* in relazione alla contrazione della domanda.

Le altre vendite (19,78 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 260 mila tonnellate, pari all'1,3%.

Italia (Volpiano) - Deposito carburanti.

Investimenti tecnici

Nel 2008 gli investimenti tecnici del settore di 965 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (630 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (183 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (115 milioni di euro).
Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 166 milioni di euro.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
Italia	547	873	**850**	(23)	(2,6)
Estero	98	106	**115**	9	8,5
	645	**979**	**965**	**(14)**	**(1,4)**
Raffinazione, *supply* e logistica	**376**	**675**	**630**	**(45)**	**(6,7)**
Italia	376	675	**630**	(45)	(6,7)
Marketing	**223**	**282**	**298**	**16**	**5,7**
Italia	125	176	**183**	7	4,0
Estero	98	106	**115**	9	8,5
Altre Attività	**46**	**22**	**37**	**15**	**68,2**
	645	**979**	**965**	**(14)**	**(1,4)**

Petrolchimica

Principali indicatori di *performance*		2006	2007	2008
Ricavi[a]	(milioni di euro)	6.823	6.934	**6.303**
Utile operativo		172	74	**(822)**
Utile operativo *adjusted*		219	90	**(375)**
Utile netto *adjusted*		174	57	**(306)**
Investimenti tecnici		99	145	**212**
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.072	8.795	**7.372**
Vendite di prodotti petrolchimici		5.276	5.513	**4.684**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	76,4	80,6	**68,6**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.025	6.534	**6.274**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Il settore ha registrato una perdita netta *adjusted* di 306 milioni di euro a fronte di un utile netto di 57 milioni di euro nel 2007, a seguito del peggioramento della *performance* operativa connesso alla riduzione dei margini di vendita delle *commodity* dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera e alla flessione della domanda sui mercati di sbocco dei prodotti.

› Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.684 mila tonnellate sono diminuite di 829 mila tonnellate rispetto al 2007 (-15%) in un contesto di recessione economica che ha influito negativamente sulla domanda di prodotti petrolchimici.

› Le produzioni di 7.372 mila tonnellate sono diminuite di 1.423 mila tonnellate (-16,2%) per effetto della forte contrazione della domanda in tutti i *business*.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2008 le vendite di prodotti petrolchimici (4.684 mila tonnellate) sono diminuite di 829 mila tonnellate rispetto al 2007 (-15%), in tutti i *business*, per effetto della flessione della domanda di prodotti petrolchimici connessa al peggioramento del contesto di mercato.

Le produzioni (7.372 mila tonnellate) sono diminuite di 1.423 mila tonnellate rispetto al 2007, pari al 16,2%. In un contesto di recessione economica, la forte riduzione dei margini unitari e delle vendite hanno determinato fermate straordinarie di alcuni impianti, in particolare nell'ultima parte dell'anno.

La capacità produttiva nominale si è ridotta di circa 2 punti percentuali rispetto al 2007, a seguito della chiusura del *cracker* di Gela. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è diminuito di 12 punti percentuali, passando dall'80,6% al 68,6%, per effetto di una congiuntura economica negativa che ha comportato riduzioni produttive in tutti i principali impianti. Il 49,5% della produzione è stata destinata al ciclo interno (48,9% nel 2007). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 24% del fabbisogno dell'anno (21% nel 2007).

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici di Eni sono aumentati in media del 7%, con incrementi nei *business*: (i) olefine (+13%), riferito a tutti i prodotti; (ii) elastomeri (+10%), in particolare le gomme polibutadieniche e nitriliche; (iii) polietileni (+5%); in particolare l'EVA.

Questi incrementi sono risultati inferiori rispetto all'aumento registrato nel costo della carica petrolifera (*virgin nafta* +17,3% in dollari; +9,3% in euro), in particolare fino a tutto settembre, determinando la flessione dei margini.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Olefine	2.950	3.490	**2.819**	(671)	(19,2)
Aromatici	772	938	**767**	(171)	(18,2)
Intermedi	553	1.260	**977**	(283)	(22,5)
Stirenici	1.088	1.117	**1.018**	(99)	(8,9)
Elastomeri	457	515	**494**	(21)	(4,1)
Polietileni	1.252	1.475	**1.297**	(178)	(12,1)
Produzioni	**7.072**	**8.795**	**7.372**	**(1.423)**	**(16,2)**
Consumi di monomeri	(2.488)	(4.304)	**(3.652)**	652	(15,1)
Acquisti e variazioni rimanenze	692	1.022	**964**	(58)	(5,7)
	5.276	**5.513**	**4.684**	**(829)**	**(15,0)**

Vendite (migliaia di tonnellate)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Olefine	1.699	1.797	**1.423**	(374)	(20,8)
Aromatici	530	514	**420**	(94)	(18,3)
Intermedi	654	712	**576**	(136)	(19,1)
Stirenici	587	594	**543**	(51)	(8,6)
Elastomeri	412	447	**433**	(14)	(3,1)
Polietileni	1.394	1.449	**1.289**	(160)	(11,0)
	5.276	**5.513**	**4.684**	**(829)**	**(15,0)**

Andamento per attività

Olefine

Le vendite di olefine (1.423 mila tonnellate) sono diminuite di 374 mila tonnellate rispetto al 2007 (-20,8%), penalizzate dal peggioramento dello scenario che ha influito negativamente sulla domanda di prodotti petrolchimici e dalla minore disponibilità. Le riduzioni hanno riguardato in particolare le vendite di etilene (-30%), di butadiene (-30,3%) e di propilene (-15%).

Le produzioni (2.819 mila tonnellate) sono diminuite di 671 mila tonnellate rispetto al 2007 (-19,2%) a seguito delle fermate programmate al *cracker* di Priolo, degli inconvenienti tecnici sugli impianti di Brindisi e Dunkerque, della forte riduzione della domanda e della chiusura del *cracker* di Gela.

Aromatici e intermedi

Le vendite di aromatici (420 mila tonnellate) sono diminuite di 94 mila tonnellate rispetto al 2007 (-18,3%) penalizzate dalla flessione della domanda, in particolare nella seconda parte dell'anno, registrata dagli isomeri (-33%).

Le vendite di intermedi (576 mila tonnellate) sono diminuite di 136 mila tonnellate rispetto al 2007 (-19,1%) per effetto essenzialmente della fermata temporanea del *cracker* di Porto Torres a seguito del peggioramento dello scenario che ha influito negativamente sulla domanda. Le riduzioni hanno riguardato in particolare le vendite di fenolo (-30,6%) e cicloesanone (-6,4%).

Le produzioni di aromatici (767 mila tonnellate) sono diminuite di 171 mila tonnellate rispetto al 2007 (-18,2%) per effetto essenzialmente della fermata per manutenzione del *cracker* di Priolo e la fermata temporanea dell'impianto di Porto Torres.

Le produzioni di intermedi (977 mila tonnellate) sono diminuite di 283 mila tonnellate rispetto al 2007 (-22,5%) a seguito essenzialmente della fermata di Porto Torres.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (543 mila tonnellate) sono diminuite di 51 mila tonnellate rispetto al 2007 (-8,6%). Le riduzioni hanno riguardato essenzialmente il polistirolo compatto (-13%) e l'ABS/SAN (-13,2%) per effetto della flessione della domanda. In aumento le vendite di stirolo (+9,8%) e di polistirolo espandibile (+5,6%) a seguito della maggiore disponibilità di prodotto.

Le vendite di elastomeri (433 mila tonnellate) sono diminuite di 14 mila tonnellate (-3,1%) a seguito della forte flessione della domanda nell'ultima parte dell'anno, in particolare nel settore auto. Le riduzioni hanno riguardato essenzialmente le vendite di lattici (-11%), NBR (-9,5%) e gomme polibutadieniche (-4%). In aumento le vendite di gomme termoplastiche (+6,3%) e SBR (+3,4%) per effetto della maggiore disponibilità di prodotto.

Le produzioni di stirenici (1.018 mila tonnellate) sono diminuite di 99 mila tonnellate, pari all'8,9%.

Le produzioni di elastomeri (494 mila tonnellate) sono diminuite di 21 mila tonnellate (-4,1%) a seguito della fermata programmata dell'impianto di Ravenna e delle fermate straordinarie di Porto Torres e Ferrara.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.289 mila tonnellate) sono diminuite di 160 mila tonnellate (-11%) a seguito della flessione della domanda registrata in particolare sui prodotti LDPE (-19,4%) e HDPE (-11,4%).

Le produzioni di polietileni (1.297 mila tonnellate) sono diminuite di 178 mila tonnellate (-12,1%), per effetto delle fermate programmate degli impianti di Gela, Ragusa e Priolo, della fermata temporanea di Porto Torres e Dunkerque a seguito della flessione della domanda. In aumento le produzioni di EVA (+8%) a seguito della circostanza che il 2007 risentiva della fermata dell'impianto di Oberhausen.

Investimenti tecnici

Nel 2008 gli investimenti tecnici di 212 milioni di euro (145 milioni di euro nel 2007) hanno riguardato in particolare interventi di manutenzione straordinaria (84 milioni di euro), interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (51 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (41 milioni di euro) e interventi di mantenimento e di razionalizzazione (24 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di *performance*		2006	2007	2008
Ricavi [a]	(milioni di euro)	6.979	8.678	**9.176**
Utile operativo		505	837	**1.045**
Utile operativo *adjusted*		508	840	**1.041**
Utile netto *adjusted*		400	658	**784**
Investimenti tecnici		591	1.410	**2.027**
ROACE adjusted (%)		12,8	17,1	**16,8**
Ordini acquisiti		11.172	11.845	**13.860**
Portafoglio ordini		13.191	15.390	**19.105**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	30.902	33.111	**35.629**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› L'utile netto *adjusted* di 784 milioni di euro è aumentato di 126 milioni di euro rispetto al 2007 (+19,1%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa e del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 16,8% nel 2008, in diminuzione rispetto al 2007 (17,1%).

› Gli ordini acquisiti di 13.860 milioni di euro sono aumentati di 2.015 milioni di euro rispetto al 2007 (+17%) in particolare nelle attività *offshore* ed *onshore*.

› Il portafoglio ordini di 19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (15.390 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguarda principalmente progetti in Africa Settentrionale (26%), Africa Occidentale (21%) e America (13%).

› Gli investimenti tecnici di 2.027 milioni di euro aumentano di 617 milioni di euro rispetto al 2007 (+43,8%) per effetto essenzialmente dell'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.

› Nel febbraio 2008, nell'ambito dell'annunciato piano di cessione dei propri *asset* non *core*, è stata ceduta la partecipazione del 30% nella società Gaztransport & Technigaz S.A. (GTT), operante nel settore della costruzione dei serbatoi delle navi per il trasporto del GNL, alla Hellman & Friedman per un corrispettivo di 310 milioni di euro.

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2008 si segnalano:

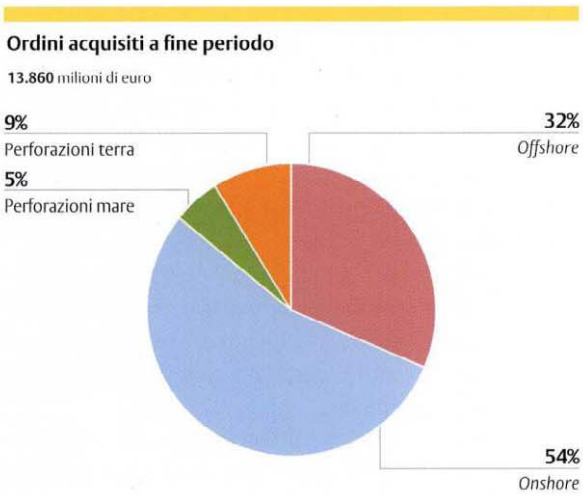
- il contratto *EPIC* per conto di ELF per l'istallazione di condotte sottomarine e relative infrastrutture che collegheranno il giacimento Usan situato nell'*offshore* della Nigeria ad un sistema di produzione galleggiante (*FPSO, Floating Production Storage Offloading*);
- il contratto per conto di OLT *Offshore* LNG Toscana per la realizzazione del terminale galleggiante di rigassificazione di GNL mediante la conversione di una nave gasiera situata al largo della costa di Livorno. L'impianto avrà una capacità di stoccaggio di 137 mila metri cubi di GNL e una capacità di rigassificazione di 3,75 miliardi di metri cubi di gas naturale/anno;
- il contratto per conto di Nord Stream AG per la posa del gasdotto Nord Stream costituito da due condotte parallele che uniranno la Russia e la Germania attraverso il Mar Baltico. Con l'entrata in esercizio delle due linee il gasdotto avrà una capacità complessiva di trasporto di circa 55 miliardi di metri cubi di gas/anno;
- il contratto EPC per conto di Total Exploration and Production Nigeria Limited per l'*upgrade* del progetto OML 58 attraverso la ristrutturazione della stazione di erogazione esistente e la realizzazione di un nuovo treno di trattamento del gas con una capacità produttiva complessiva pari a 17,5 milioni di metri cubi/ giorno;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach relativo alla realizzazione di un impianto per la liquefazione di gas naturale composto da un treno con capacità di produzione di 4,7 milioni di tonnellate di GNL all'anno nei pressi della città di Arzew, in Algeria;
- il contratto EPC per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di tre treni di separazione olio gas (*GOSP, Gas Oil Separation Process*) nel giacimento di Manifa volto all'aumento della capacità produttiva dell' Arabia Saudita di 900 mila barili/ giorno;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach, inerente la realizzazione delle infrastrutture relative ad un impianto di trattamento di GPL costituito da tre treni di stabilizzazione e trattamento del greggio dalla capacità produttiva totale di 8 milioni di metri cubi/giorno, nell'ambito dello sviluppo del giacimento algerino *onshore* di Hassi Messaoud.

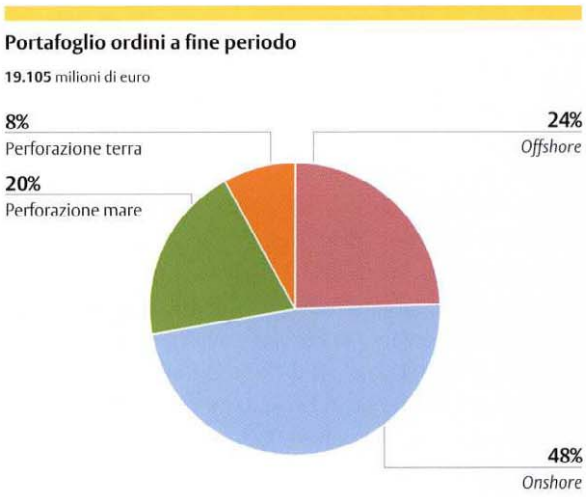
Gli ordini acquisiti (13.860 milioni di euro) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 4% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2008 è di 19.105 milioni di euro (15.390 milioni di euro al 31 dicembre 2007); il 98% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 13% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti (milioni di euro)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti	**11.172**[a]	**11.845**	**13.860**	**2.015**	**17,0**
Offshore	3.681	3.496	**4.381**	885	25,3
Onshore	4.923	6.070[b]	**7.522**	1.452	23,9
Perforazioni mare	2.230	1.644	**760**	(884)	(53,8)
Perforazioni terra	338	635	**1.197**	562	88,5
di cui:					
- Eni	2.692	1.923	**540**	(1.383)	(71,9)
- Terzi	8.480	9.922	**13.320**	3.398	34,2
di cui:					
- Italia	1.050	574	**831**	257	44,8
- Estero	10.122	11.271	**13.029**	1.758	15,6

Portafoglio ordini (milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007	**31.12.2008**	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini	**13.191**[a]	**15.390**	**19.105**	**3.715**	**24,1**
Offshore	4.283	4.215	**4.682**	467	11,1
Onshore	6.285	7.003[b]	**9.201**	2.198	31,4
Perforazioni mare	2.247	3.471	**3.759**	288	8,3
Perforazioni terra	376	701	**1.463**	762	..
di cui:					
- Eni	2.602	3.399	**2.547**	(852)	(25,1)
- Terzi	10.589	11.991	**16.558**	4.567	38,1
di cui:					
- Italia	1.280	799	**435**	(364)	(45,6)
- Estero	11.911	14.591	**18.670**	4.079	28,0

(a) Include il progetto Bonny per un ammontare pari a 28 milioni di euro di acquisito e 101 milioni di euro sul portafoglio ordini.
(b) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.





Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni (2.027 milioni di euro) hanno riguardato principalmente l'avvio della realizzazione della nave FDS 2 che opererà in acque profonde, la realizzazione del *pipelayer*, delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 8 e 9 e della nave di perforazione per acque profonde Saipem 12000. Nel corso dell'esercizio sono stati completati i progetti relativi all'unità *FPSO* Gimboa e al *jack-up* Perro Negro 7.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2006	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
Offshore	390	566	**741**	175	30,9
Onshore	53	76	**48**	(28)	(36,8)
Perforazioni mare	101	478	**785**	307	64,2
Perforazioni terra	36	266	**424**	158	59,4
Altri investimenti	11	24	**29**	5	20,8
	591	**1.410**	**2.027**	**617**	**43,8**

Libia - Golfo di Sirte. Varo jacket della piattaforma Sabratha.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
86.105	Ricavi della gestione caratteristica	87.256	**108.148**	20.892	23,9
783	Altri ricavi e proventi	827	**720**	(107)	(12,9)
(61.140)	Costi operativi	(61.979)	**(80.412)**	(18.433)	(29,7)
(239)	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*(8)*	***21***	*29*	
(6.421)	Ammortamenti e svalutazioni	(7.236)	**(9.815)**	(2.579)	(35,6)
19.327	**Utile operativo**	**18.868**	**18.641**	**(227)**	**(1,2)**
161	Proventi (oneri) finanziari netti	(83)	**(764)**	(681)	..
903	Proventi netti su partecipazioni	1.243	**1.373**	130	10,5
20.391	**Utile prima delle imposte**	**20.028**	**19.250**	**(778)**	**(3,9)**
(10.568)	Imposte sul reddito	(9.219)	**(9.692)**	(473)	(5,1)
51,8	*Tax rate (%)*	*46,0*	***50,3***	*4,3*	
9.823	Utile netto	10.809	**9.558**	(1.251)	(11,6)
	di cui:				
9.217	**- utile netto di competenza Eni**	**10.011**	**8.825**	**(1.186)**	**(11,8)**
606	- utile netto di terzi azionisti	798	**733**	(65)	(8,1)

Utile netto

Nel 2008 Eni ha conseguito l'**utile netto di competenza** di 8.825 milioni di euro, con una riduzione di 1.186 milioni di euro rispetto al 2007 (-11,8%). La flessione riflette l'indebolimento della *performance* operativa di 227 milioni di euro (-1,2%) registrato nei *business downstream*, parzialmente compensato dall'incremento del settore Exploration & Production che ha beneficiato dell'andamento eccezionalmente positivo dello scenario petrolifero fino a tutto settembre. Sulla riduzione dell'utile netto hanno inciso l'aumento degli oneri finanziari netti di 681 milioni di euro e delle imposte sul reddito (473 milioni di euro), riferito in particolare alle maggiori imposte correnti delle imprese estere del settore Exploration & Production. Le maggiori imposte correnti sono state parzialmente assorbite dall'effetto positivo dell'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imprese italiane e alle attività in Libia a seguito delle modifiche normative introdotte con effetto 1° gennaio 2008 (v. il commento sulla voce "Imposte sul reddito").

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
9.217	**Utile netto di competenza Eni**	**10.011**	**8.825**	**(1.186)**	**(11,8)**
33	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(499)	**723**	1.222	
1.162	Esclusione *special item*	(42)	**653**	695	
	di cui:				
239	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*35*	***(21)***	*(56)*	
923	*- altri special item*	*(77)*	***674***	*751*	
10.412	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni** [a]	**9.470**	**10.201**	**731**	**7,7**

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 69.

Utile netto *adjusted*

L'**utile netto *adjusted* di competenza Eni** di 10.201 milioni di euro è aumentato di 731 milioni di euro rispetto al 2007 (+7,7%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di 723 milioni di euro e gli *special item* costituiti da oneri netti di 653 milioni di euro, con un effetto complessivo di 1.376 milioni di euro.

Gli ***special item*** si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di *asset*, oneri ambientali e di incentivazione all'esodo, accantonamenti a fronte di rischi su contenziosi, nonché allo stanziamento del contributo di 200 milioni di euro destinato al fondo di solidarietà previsto dal Decreto Legge 112/2008 in favore dei cittadini meno abbienti utilizzatori di gas naturale per uso domestico, che ne beneficeranno per la riduzione del costo della bolletta gas. I proventi hanno riguardato l'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane e libiche e le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni nei settori Ingegneria & Costruzioni e Refining & Marketing.

La redditività del capitale investito *(ROACE)* calcolata su base *adjusted* è stata del 17,6% (19,3% nel 2007).

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dall'aumento dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media +28,1%) per effetto dell'andamento eccezionalmente positivo dello scenario fino a tutto settembre, con l'incremento del prezzo di riferimento del Brent su base annua del 33,7% rispetto al 2007. I margini di vendita del gas naturale hanno risentito dell'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento e del cambio. L'attività di raffinazione ha beneficiato del positivo andamento dello scenario (il margine Brent di scenario di 6,49 dollari/barile è aumentato del 43,6% rispetto al 2007). In netta flessione i margini delle *commodity* petrolchimiche per effetto dei rapidi incrementi del costo della carica petrolifera non interamente recuperato nei prezzi finali di vendita e dell'andamento della domanda finale. I risultati di Eni sono stati penalizzati dall'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro.

L'analisi dell'**utile netto *adjusted*** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
7.279	Exploration & Production	6.491	**8.008**	1.517	23,4
2.862	Gas & Power	2.936	**2.650**	(286)	(9,7)
629	Refining & Marketing	319	**510**	191	59,9
174	Petrolchimica	57	**(306)**	(363)	..
400	Ingegneria & Costruzioni	658	**784**	126	19,1
(301)	Altre attività	(210)	**(279)**	(69)	(32,9)
54	Corporate e società finanziarie	(141)	**(612)**	(471)	..
(79)	Effetto eliminazione utili interni [a]	(16)	**77**	93	..
11.018		**10.094**	**10.832**	**738**	**7,3**
	di cui:				
606	Utile netto *adjusted* di terzi azionisti	624	**631**	7	1,1
10.412	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni**	**9.470**	**10.201**	**731**	**7,7**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

L'incremento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dall'incremento dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.517 milioni di euro; +23,4%) che riflette il miglioramento della *performance* operativa (+3.365 milioni di euro, pari al 23,9%) dovuto principalmente all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +24,2%; gas +47,8%) e alla maggiore produzione venduta (+20,1 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro, nonché dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti, anche in relazione alla maggiore attività di ricerca esplorativa (circa 420 milioni di euro a cambi costanti). Le imposte sul reddito sono aumentate di 2.289 milioni di euro anche per effetto della crescita del *tax rate* (dal 54,5% al 55,7%);
- **Refining & Marketing** (+191 milioni di euro; +59,9%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa (+237 milioni di euro, pari al 72%) che ha riguardato sia l'attività di raffinazione a seguito del miglioramento dello scenario prezzi, sia l'attività commerciale in Italia che ha beneficiato del recupero dei margini commerciali e dell'incremento della quota di mercato;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+126 milioni di euro; +19,1%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+201 milioni di euro, pari al 23,9%) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nei settori:
- **Gas & Power** (-286 milioni di euro; -9,7%) dovuto al peggioramento della *performance* operativa (-551 milioni di euro, pari al 13,5%) che ha risentito degli impatti del calo della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva in particolare sui volumi venduti in Italia. Questi fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dalla crescita organica conseguita sui mercati europei e dal contributo dell'acquisizione di Distrigas NV, nonché dall'effetto climatico favorevole del primo trimestre. Positivo il contributo dei *business* regolati Italia e dell'attività di trasporto internazionale per effetto della crescita dei volumi;
- **Petrolchimica** (-363 milioni di euro; da un utile di 57 milioni di euro ad una perdita di 306 milioni di euro) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-465 milioni di euro) connesso alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* dovuto all'incremento del costo della carica petrolifera e alla debolezza della domanda sui mercati di sbocco dei prodotti.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
27.173	Exploration & Production	27.278	**33.318**	6.040	22,1
28.368	Gas & Power	27.633	**36.936**	9.303	33,7
38.210	Refining & Marketing	36.401	**45.083**	8.682	23,9
6.823	Petrolchimica	6.934	**6.303**	(631)	(9,1)
6.979	Ingegneria & Costruzioni	8.678	**9.176**	498	5,7
823	Altre attività	205	**185**	(20)	(9,8)
1.174	Corporate e società finanziarie	1.313	**1.331**	18	1,4
	Effetto eliminazione utili interni		**75**	75	..
(23.445)	Elisioni di consolidamento	(21.186)	**(24.259)**	(3.073)	14,5
86.105		**87.256**	**108.148**	**20.892**	**23,9**

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2008 (108.148 milioni di euro) sono aumentati di 20.892 milioni di euro rispetto al 2007 (+23,9%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi in dollari degli idrocarburi di produzione e dei prodotti e delle maggiori vendite di gas naturale dovute all'acquisizione di Distrigas. Tali fattori positivi sono stati parzialmente attenuati dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+7,3%).

I ricavi del settore Exploration & Production (33.318 milioni di euro) sono aumentati di 6.040 milioni di euro (+22,1%) per l'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (+24,2% per il petrolio; +47,8% per il gas). I prezzi di realizzo del petrolio Eni (84,05 $/barile) sono stati influenzati negativamente per 4,13 $/barile dalla chiusura di strumenti derivati relativi alla vendita di 46 milioni di barili nell'anno (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto *adjusted* del settore). Inoltre l'aumento dei ricavi nel 2008 riflette l'incremento della produzione venduta di idrocarburi (+20,1 milioni di boe, pari al 3,3%). Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (36.936 milioni di euro) sono aumentati di 9.303 milioni di euro (+33,7%) per effetto dell'aumento del prezzo di vendita del gas in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, nonché dell'incremento dei volumi di vendita sui mercati internazionali, per effetto essenzialmente del contributo di Distrigas NV e della crescita organica sui mercati target, solo parzialmente compensato dalla riduzione dei volumi venduti in Italia a seguito della congiuntura economica negativa e della pressione competitiva.

I ricavi del settore Refining & Marketing (45.083 milioni di euro) sono aumentati di 8.682 milioni di euro (+23,9%) per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi nonché dei maggiori volumi venduti di prodotti (+1,1%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (6.303 milioni di euro) sono diminuiti di 631 milioni di euro (-9,1%) rispetto al 2007 per effetto della flessione dei volumi venduti (-15%) in relazione alla debolezza della domanda.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (9.176 milioni di euro) sono aumentati di 498 milioni di euro (+5,7%) rispetto al 2007 per effetto della crescita dei livelli di attività.

Costi operativi

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
57.490	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.179	**76.408**	18.229	31,3
239	*di cui: - oneri non ricorrenti*	*91*	***(21)***	*(112)*	
390	*- altri special item*	*470*	***761***	*291*	
3.650	Costo lavoro	3.800	**4.004**	204	5,4
	di cui: - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)	*(83)*		*83*	
178	*- incentivi per esodi agevolati e altro*	*198*	**91**	*(107)*	
61.140		**61.979**	**80.412**	**18.433**	**29,7**

I **costi operativi** sostenuti nel 2008 (80.412 milioni di euro) sono aumentati di 18.433 milioni di euro rispetto al 2007, pari al 29,7%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (76.408 milioni di euro) sono aumentati di 18.229 milioni di euro (+31,3%) per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento del gas naturale, delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, nonché dei maggiori costi operativi dell'*upstream* espressi in dollari per effetto del consolidamento degli *asset* acquisiti e dei fenomeni inflattivi specifici dell'industria, parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono ***special item*** di 761 milioni di euro relativi essenzialmente ad accantonamenti a fronte di rischi ambientali e di altra natura, nonché a svalutazioni di attività correnti.

Nel 2007 gli oneri non ricorrenti di 91 milioni di euro riguardarono essenzialmente accantonamenti a fronte di provvedimenti delle autorità antitrust e di regolamentazione e gli **altri *special item*** di 470 milioni di euro furono relativi essenzialmente a svalutazioni di attività correnti e allo stanziamento di oneri ambientali e di altra natura.

Il **costo lavoro** (4.004 milioni di euro) è aumentato di 204 milioni di euro (+5,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia, dell'aumento dell'occupazione media all'estero per l'acquisizione di *asset* nel settore Exploration & Production e per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni, nonché della circostanza che nel 2007 venne rilevato il provento non ricorrente (83 milioni di euro) derivante dalla rideterminazione (c.d. *curtailment*) del fondo Trattamento di Fine Rapporto relativo alle imprese italiane. Questi incrementi sono stati attenuati dall'effetto cambio.

Ammortamenti e svalutazioni

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
4.646	Exploration & Production	5.483	**6.733**	1.250	22,8
687	Gas & Power	687	**742**	55	8,0
434	Refining & Marketing	433	**430**	(3)	(0,7)
124	Petrolchimica	116	**117**	1	0,9
195	Ingegneria & Costruzioni	248	**335**	87	35,1
6	Altre attività	4	**3**	(1)	(25,0)
70	Corporate e società finanziarie	68	**76**	8	11,8
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(10)	**(14)**	(4)	..
6.153	**Totale ammortamenti**	**7.029**	**8.422**	**1.393**	**19,8**
268	Svalutazioni	207	**1.393**	1.186	..
6.421		**7.236**	**9.815**	**2.579**	**35,6**

Gli **ammortamenti** (8.422 milioni di euro) sono aumentati di 1.393 milioni di euro rispetto al 2007 (+19,8%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (+1.250 milioni di euro), in relazione: (i) ai maggiori ammortamenti di sviluppo dovuti al consolidamento degli *asset* acquisiti, nonché ai maggiori costi degli investimenti di sviluppo riferiti sia ai nuovi giacimenti sia al mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi; (ii) ai maggiori costi di ricerca esplorativa dovuti all'incremento dell'attività (circa 420 milioni di euro a cambi costanti). Tali effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** del 2008 (1.393 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente titoli minerari *proved e unproved* in funzione di modifiche del quadro normativo e contrattuale, della revisione dei profili di investimento e dello scenario prezzi nel settore Exploration & Production, nonché impianti petrolchimici, di raffinazione e di distribuzione carburanti essenzialmente per il deterioramento dello scenario prezzi/margini.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
130	Exploration & Production	143	**810**	667	..
51	Gas & Power		**1**	1	..
14	Refining & Marketing	58	**299**	241	..
50	Petrolchimica		**279**	279	..
22	Altre attività	6	**4**	(2)	33,3
1	Altro				
268		**207**	**1.393**	**1.186**	..

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
15.580	Exploration & Production	13.788	**16.415**	2.627	19,1
3.802	Gas & Power	4.127	**3.933**	(194)	(4,7)
319	Refining & Marketing	729	**(1.023)**	(1.752)	..
172	Petrolchimica	74	**(822)**	(896)	..
505	Ingegneria & Costruzioni	837	**1.045**	208	24,9
(622)	Altre attività	(444)	**(346)**	98	22,1
(296)	Corporate e società finanziarie	(217)	**(686)**	(469)	..
(133)	Effetto eliminazione utili interni	(26)	**125**	151	
19.327	**Utile operativo**	**18.868**	**18.641**	**(227)**	**(1,2)**

Utile operativo *adjusted*

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo *adjusted* per settore di attività.

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
19.327	**Utile operativo**	**18.868**	**18.641**	**(227)**	**(1,2)**
88	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(620)	**936**	1.556	
1.075	Esclusione *special item*	738	**2.216**	1.478	
	di cui:				
239	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*8*	***(21)***	*(29)*	
836	*- altri special item*	*730*	**2.237**	*1.507*	
20.490	**Utile operativo *adjusted***	**18.986**	**21.793**	**2.807**	**14,8**
	Dettaglio per settore di attività:				
15.763	Exploration & Production	14.051	**17.416**	3.365	23,9
3.882	Gas & Power	4.092	**3.541**	(551)	(13,5)
790	Refining & Marketing	329	**566**	237	72,0
219	Petrolchimica	90	**(375)**	(465)	..
508	Ingegneria & Costruzioni	840	**1.041**	201	23,9
(299)	Altre attività	(207)	**(244)**	(37)	(17,9)
(240)	Corporate e società finanziarie	(183)	**(277)**	(94)	(51,4)
(133)	Effetto eliminazione utili interni	(26)	**125**	151	..
20.490		**18.986**	**21.793**	**2.807**	**14,8**

L'**utile operativo *adjusted*** che esclude la perdita di magazzino di 936 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 2.216 milioni di euro, ammonta a 21.793 milioni di euro con un aumento di 2.807 milioni di euro rispetto al 2007, pari al 14,8%, per effetto della migliore *performance* operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+3.365 milioni di euro, pari al 23,9%) che riflette l'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (+28,1%) e la crescita della produzione venduta (+20,1 milioni di boe), parzialmente compensati dall'impatto negativo dell'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro e dai maggiori costi e ammortamenti;
- **Refining & Marketing** (+237 milioni di euro, pari al 72%), dovuto al positivo andamento dei margini. L'attività di raffinazione ha beneficiato dell'andamento complessivamente favorevole dello scenario (il margine Brent di scenario di 6,49 dollari/barile è aumentato del 43,6% sul 2007) parzialmente attenuato dall'impatto delle maggiori fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, dai maggiori costi variabili delle *utility* di raffineria e per emissioni di CO_2. L'attività commerciale in Italia ha registrato un miglioramento della *performance* nell'attività rete dovuto al recupero dei margini commerciali e all'incremento dei volumi venduti dovuto alla crescita della quota di mercato. L'attività extrarete ha beneficiato di maggiori margini;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+201 milioni di euro, pari al 23,9%) per l'incremento dei livelli di attività.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nei settori:

- **Gas & Power** (-551 milioni di euro, pari al 13,5%) per effetto essenzialmente del minore risultato dell'attività mercato, in parte assorbito dalla migliore *performance* dei *business* regolati Italia e del trasporto internazionale;
- **Petrolchimica** (-465 milioni di euro) connesso alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita e della flessione della domanda sui mercati di sbocco.

Proventi (oneri) finanziari netti

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
(207)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	**(412)**	**(824)**	**(412)**
(463)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(703)	(993)	(290)
194	- Interessi attivi su depositi e c/c	236	87	(149)
62	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	55	82	27
383	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	**26**	**(551)**	**(577)**
(152)	**Differenze di cambio**	**(51)**	**206**	**257**
21	**Altri proventi (oneri) finanziari**	**174**	**169**	**(5)**
	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	188	241	53
136	- Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e proventi su crediti d'imposta	127	99	(28)
(116)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (*accretion discount*)	(186)	(249)	(63)
1	- Altri	45	78	33
45		**(263)**	**(1.000)**	**(737)**
116	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	180	236	56
161		**(83)**	**(764)**	**(681)**

Gli **oneri finanziari netti** del 2008 sono stati di 764 milioni di euro con un incremento di 681 milioni di euro rispetto al 2007. Il peggioramento è dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio, nonché ai maggiori tassi d'interesse sui finanziamenti in euro (Euribor +0,3 punti percentuali), parzialmente compensati dalla riduzione dei tassi sui finanziamenti in dollari (Libor -2,4 punti percentuali); (ii) alla rilevazione di oneri su contratti derivati di 551 milioni di euro (da un provento di 26 milioni di euro nel 2007) derivante dalla valutazione a *fair value*, che comprende sia la componente realizzata sia quella da valutazione, relativa in particolare ai contratti su cambi.

I proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa di 241 milioni di euro (188 milioni nel 2007) corrispondono alla remunerazione finanziaria del 9,4% prevista dagli accordi in essere con Gazprom in relazione all'opzione di acquisto attribuita da Eni a Gazprom a valere sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft (vedi a questo proposito il "commento al capitale di esercizio netto").

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2008 è illustrata nella tabella seguente:

2008 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	43	(5)	640
Dividendi	463	5	37	5		510
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni			18	190	9	217
Altri proventi (oneri) netti					6	6
	636	**418**	**71**	**238**	**10**	**1.373**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 1.373 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (640 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production; (ii) la plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione in Gaztransport et Technigaz SAS (185 milioni di euro) da parte del settore Ingegneria & Costruzioni e dell'intera quota di partecipazione nella Agip España SA (15 milioni di euro) da parte del settore Refining & Marketing; (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (510 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.
795	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	773	**640**	(133)
98	Dividendi	170	**510**	340
18	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	300	**217**	(83)
(8)	Altri proventi netti		**6**	6
903		**1.243**	**1.373**	**130**

Imposte sul reddito

2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.
	Utile ante imposte			
5.566	Italia	5.849	**1.894**	(3.955)
14.825	Estero	14.179	**17.356**	3.177
20.391		**20.028**	**19.250**	**(778)**
	Imposte sul reddito			
2.237	Italia	1.798	**313**	(1.485)
8.331	Estero	7.421	**9.379**	1.958
10.568		**9.219**	**9.692**	**473**
	***Tax rate* (%)**			
40,2	Italia	30,7	**16,5**	(14,2)
56,2	Estero	52,3	**54,0**	1,7
51,8		**46,0**	**50,3**	**4,3**

Le **imposte sul reddito** (9.692 milioni di euro) sono aumentate di 473 milioni di euro, pari al 5,1%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production essenzialmente per effetto del maggior utile ante imposte. Le maggiori imposte correnti di periodo sono state parzialmente assorbite dall'effetto positivo derivante dall'adeguamento della fiscalità differita determinato da:

- il rilascio delle imposte differite stanziate relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in legge n.133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rila-

sciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità Ires calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva sarà pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009;
- il ripristino della fiscalità Ires calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% su altre attività per imposte anticipate delle imprese italiane (94 milioni di euro);
- le disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008 che hanno rimosso i limiti al riconoscimento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% con un effetto netto positivo di 290 milioni di euro;
- la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di *PSA* che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato di 173 milioni di euro.

Tali proventi sono stati parzialmente assorbiti dalla circostanza che nel 2007 era stata esercitata l'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2007 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti dei cespiti ammortizzabili ai maggiori valori di libro mediante pagamento di un'imposta sostitutiva con un beneficio a conto economico di 773 milioni di euro.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli *special item*, è del 51,4% (48,7% nel 2007) per effetto della maggiore incidenza sull'utile ante imposte dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (733 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (254 milioni di euro) e Saipem SpA (407 milioni di euro).

Risultati per settore di attività[1]

Exploration & Production

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
15.580	**Utile operativo**	**13.788**	**16.415**	**2.627**	**19,1**
183	Esclusione *special item*	263	1.001		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	(11)			
183	Altri *special item*	274	1.001		
231	*- svalutazioni di asset e altre attività*	*226*	*989*		
(61)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*		*4*		
13	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*6*	*8*		
	- altro	*42*			
15.763	**Utile operativo *adjusted*** [(a)]	**14.051**	**17.416**	**3.365**	**23,9**
15.518	*Exploration & Production*	*13.785*	*17.233*	*3.448*	*25,0*
245	*Stoccaggi Gas Italia*	*266*	*183*	*(83)*	*(31,2)*
(59)	Proventi (oneri) finanziari netti [(b)]	44	52	8	
85	Proventi (oneri) su partecipazioni [(b)]	176	609	433	
(8.510)	Imposte sul reddito [(b)]	(7.780)	(10.069)	(2.289)	
53,9	*Tax rate* (%)	*54,5*	*55,7*	*1,2*	
7.279	**Utile netto *adjusted***	**6.491**	**8.008**	**1.517**	**23,4**
	I risultati includono:				
4.776	ammortamenti e svalutazioni di *asset*	5.626	7.542	1.916	34,1
	di cui:				
1.075	ammortamenti di ricerca eplorativa	1.777	2.057	280	15,8
820	*- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro*	*1.370*	*1.577*	*207*	*15,1*
255	*- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici*	*407*	*480*	*73*	*17,9*

(a) Dall'esercizio 2008 l'utile operativo *adjusted* di settore è dettagliato nelle aree di *business* "Exploration & Production" e "Stoccaggi Gas Italia"; coerentemente sono riclassificati i dettagli per aree di *business* dei periodi di confronto.
(b) Escludono gli *special item*.

(1) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 69.

Attività Exploration & Production

Nel 2008 l'attività Exploration & Production ha conseguito **l'utile operativo *adjusted*** di 17.233 milioni di euro con un aumento di 3.448 milioni di euro rispetto al 2007 (+25%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +24,2%; gas naturale +47,8%) e dell'incremento della produzione venduta (+20,1 milioni di boe). Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 1.200 milioni di euro), (ii) dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti di sviluppo relativi al consolidamento degli *asset* acquisiti; (iii) dalla maggiore attività di ricerca esplorativa (circa 420 milioni di euro a cambi costanti), nonché (iv) dall'aumento delle *royalties*.

Attività stoccaggio

Nel 2008 l'attività di stoccaggio ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 183 milioni di euro con una riduzione di 83 milioni di euro rispetto al 2007, pari al 31,2%.

Nel 2008 il settore Exploration & Production ha conseguito **l'utile netto *adjusted*** di 8.008 milioni di euro con un aumento di 1.517 milioni di euro, pari al 23,4%, per effetto dell'incremento della *performance* operativa (+3.365 milioni di euro, pari al 23,9%) e dei maggiori proventi su partecipazioni, in particolare relativi ai maggiori dividendi distribuiti dalla Nigeria LNG Ltd, parzialmente compensati dall'incremento del *tax rate adjusted* (dal 54,5% al 55,7%).

Gli ***special item*** dell'utile operativo *adjusted* di 1.001 milioni di euro riguardano essenzialmente svalutazioni di titoli minerari *proved* e *unproved* in funzione essenzialmente della revisione dello scenario prezzi e dei profili degli investimenti. Gli *special item* esclusi dall'utile netto hanno riguardato il provento derivante dall'adeguamento della fiscalità differita delle attività libiche in relazione alla riforma sull'imposizione degli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha determinato una rivalutazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato.

I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media del 28,1% per effetto dell'andamento eccezionalmente positivo dello scenario fino a tutto settembre. Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni di 84,05 $/barile (+24,2%) è stato influenzato negativamente per 4,13 $/barile dal regolamento degli strumenti derivati relativi a 46 milioni di barili venduti nell'anno, come segue:

- -6,02 $/barile nei primi tre trimestri per effetto della vendita di 34,5 milioni di barili;
- +1,36 $/barile nel quarto trimestre per effetto della vendita di 11,5 milioni di barili, in funzione dell'inversione di tendenza dei prezzi del petrolio.

Tali strumenti derivati sono stati posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe e furono attivati in considerazione delle acquisizioni di *asset* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico.

Nel 2008 il prezzo medio di realizzo del gas naturale è stato sostenuto dall'andamento favorevole dei parametri energetici su tutto il portafoglio e anche dal miglioramento del *mix* di vendita per effetto delle produzioni di gas acquisite nel Golfo del Messico valorizzate a prezzi *spot* sul mercato statunitense.

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di *cash flow hedge* descritte in precedenza.

Petrolio		2007	**2008**
Volumi venduti	(milioni di barili)	366,7	364,3
Produzione coperta da strumenti derivati "*cash flow hedge*"			46,0
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	($/barile)	**67,70**	**88,17**
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati			(4,13)
Prezzo medio di realizzo		**67,70**	**84,05**

Gas & Power

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
3.802	**Utile operativo**	**4.127**	**3.933**	**(194)**	**(4,7)**
(67)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	44	(429)		
147	Esclusione *special item*	(79)	37		
	di cui:				
55	Oneri (proventi) non ricorrenti	(61)			
92	Altri *special item*	(18)	37		
44	*- oneri ambientali*	*15*	*12*		
51	*- svalutazioni*		*1*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*7*		
37	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*38*	*20*		
(40)	*- altro*	*(71)*	(3)		
3.882	**Utile operativo *adjusted***	**4.092**	**3.541**	**(551)**	**(13,5)**
2.045	*Mercato*	*2.228*	*1.469*	*(759)*	*(34,1)*
1.365	*Business regolati Italia* [a]	*1.419*	*1.549*	*130*	*9,2*
472	*Trasporto internazionale*	*445*	*523*	*78*	*17,5*
16	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	11	5	(6)	
489	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]	420	420		
(1.525)	Imposte sul reddito [b]	(1.587)	(1.316)	271	
34,8	*Tax rate (%)*	*35,1*	*33,2*	*(1,9)*	
2.862	**Utile netto *adjusted***	**2.936**	**2.650**	**(286)**	**(9,7)**

(a) Dall'esercizio 2008 i dettagli per aree di *business* dell' "utile operativo *adjusted*" sono uniformati a quelli dell'*EBITDA* pro-forma *adjusted*. L'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato. L'entità "*Business* regolati Italia" è costituita dalle seguenti attività: Trasporto Italia, Distribuzione Italia, GNL Italia. Coerentemente sono stati riclassificati i dettagli per aree di *business* dei periodi di confronto.
(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2008 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 3.541 milioni di euro con una diminuzione di 551 milioni di euro rispetto al 2007 (-13,5%) per effetto del minore risultato dell'attività mercato, in parte assorbito dalla migliore *performance* dei *business* regolati Italia e del trasporto internazionale.

Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (37 milioni di euro) hanno riguardato per 7 milioni di euro l'attività mercato e per 30 milioni di euro i *business* regolati Italia, e si riferiscono in particolare a oneri ambientali, di incentivazione all'esodo e minusvalenze sulla cessione di *asset*.

L'**utile netto *adjusted*** del 2008 di 2.650 milioni di euro è diminuito di 286 milioni di euro (-9,7%). La flessione dell'utile operativo (-551 milioni di euro) è stata parzialmente compensata dalla riduzione del *tax rate adjusted* (dal 35,1% al 33,2%).

Mercato

L'**utile operativo *adjusted*** del 2008 di 1.469 milioni di euro è diminuito di 759 milioni di euro rispetto al 2007 (-34,1%) per effetto essenzialmente:
- dei minori volumi di gas venduti sul mercato Italia in relazione al calo della domanda registrato nel quarto trimestre e alla pressione competitiva;
- della flessione dei margini di vendita dovuta all'impatto negativo dell'andamento del cambio euro vs. dollaro;
- della circostanza che nel 2007 fu rilevato un provento connesso al parziale utilizzo, a seguito della favorevole evoluzione del quadro regolatorio, di un fondo precedentemente accantonato a fronte della delibera n. 248/2004 e seguenti, in materia di indicizzazione del costo della materia prima nelle forniture ai grossisti e ai clienti residenziali;
- delle minori vendite di energia elettrica (-9,8%) per la minore disponibilità da produzione e per la contrazione della domanda.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita organica delle vendite registrata sui mercati europei, dal contributo dell'acquisizione di Distrigas (+90 milioni di euro), nonché dall'effetto climatico favorevole del primo trimestre.

Business regolati

L'**utile operativo *adjusted*** del 2008 di 1.549 milioni di euro è aumentato di 130 milioni di euro rispetto al 2007 (+9,2%) sia nell'attività di Distribuzione (+48 milioni di euro) sia nell'attività di Trasporto (+82 milioni di euro) per effetto della crescita dei volumi in relazione all'effetto climatico positivo, del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati e della riduzione dei costi.

Trasporto internazionale

L'**utile operativo *adjusted*** del 2008 di 523 milioni di euro è aumentato di 78 milioni di euro, pari al 17,5%, per effetto dei maggiori volumi trasportati a seguito dell'entrata in esercizio del potenziamento del gasdotto TTPC.

Altre misure di *performance*

Di seguito si riporta l'*EBITDA* proforma *adjusted* del settore Gas & Power e il dettaglio per area di *business*:

2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.	Var. %
4.896	***EBITDA* pro-forma *adjusted***	**5.077**	**4.466**	**(611)**	**(12,0)**
2.966	Mercato	*3.068*	***2.310***	*(758)*	*(24,7)*
	di cui Distrigas		***118***		
1.222	Business regolati Italia	*1.289*	***1.401***	*112*	*8,7*
708	Trasporto internazionale	*720*	***755***	*35*	*4,9*

L'EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma includendo cioè, oltre all'EBITDA delle società consolidate, la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,59% al 31 dicembre 2008, determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società), nonostante si tratti di una società interamente consolidata. Il *management* ritiene che l'EBITDA *adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad una *utility* europea. In tale ambito, l'EBITDA *adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'EBITDA *adjusted* non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.	Var. %
319	**Utile operativo**	**729**	**(1.023)**	**(1.752)**	..
215	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(658)	1.199		
256	Esclusione *special item*	258	390		
	di cui:				
109	Oneri (proventi) non ricorrenti	35	(21)		
147	Altri *special item*	223	411		
111	*- oneri ambientali*	*128*	*76*		
14	*- svalutazioni*	*58*	*299*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*13*		
8	*- accantonamenti a fondo rischi*	9			
47	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*31*	*23*		
(33)	*- altro*	*(3)*			
790	**Utile operativo *adjusted***	**329**	**566**	**237**	**72,0**
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]		1	1	
184	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	126	174	48	
(345)	Imposte sul reddito [a]	(136)	(231)	(95)	
35,4	*Tax rate (%)*	*29,9*	*31,2*	*1,3*	
629	**Utile netto *adjusted***	**319**	**510**	**191**	**59,9**

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2008 il settore ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 566 milioni di euro con un aumento di 237 milioni di euro rispetto al 2007 (+72%) per effetto del positivo andamento dei margini.

L'attività di raffinazione ha beneficiato dell'andamento complessivamente favorevole dello scenario (il margine Brent di scenario di 6,49 dollari/barile è aumentato del 43,6% sul 2007) parzialmente attenuato dall'impatto del-

le maggiori fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dai maggiori costi variabili delle *utility* di raffineria, nonché dai maggiori costi di emissione di CO_2.
L'attività commerciale in Italia ha registrato un miglioramento della *performance* nell'attività rete dovuto al recupero dei margini commerciali e all'incremento dei volumi venduti dovuto alla crescita della quota di mercato. L'attività extrarete ha beneficiato di maggiori margini.

L'**utile netto *adjusted*** del 2008 pari a 510 milioni di euro è aumentato di 191 milioni di euro (+59,9%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa e dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito.

Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (390 milioni di euro) riguardano principalmente svalutazioni di impianti di raffinazione e di distribuzione dei carburanti in funzione del peggioramento dello scenario, nonché oneri di natura ambientale. Gli altri *special item* esclusi dall'utile netto *adjusted* hanno riguardato principalmente la plusvalenza sulla cessione dell'intera quota di partecipazione nella Agip España SA (15 milioni di euro).

Petrolchimica

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
172	**Utile operativo**	**74**	**(822)**	**(896)**	..
(60)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(6)	166		
107	Esclusione *special item*	22	281		
	di cui:				
13	Oneri (proventi) non ricorrenti	(2)			
94	Altri *special item*	24	281		
50	*- svalutazioni*		*278*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*(5)*		
31	*- accantonamenti a fondo rischi*				
19	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*24*	*8*		
(6)	*- altro*				
219	**Utile operativo *adjusted***	**90**	**(375)**	**(465)**	..
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	1	1		
2	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	1	(9)	(10)	
(47)	Imposte sul reddito [a]	(35)	77	112	
174	**Utile netto *adjusted***	**57**	**(306)**	**(363)**	..

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2008 il settore ha registrato la **perdita operativa *adjusted*** di 375 milioni di euro con un peggioramento di 465 milioni di euro rispetto al 2007 per effetto della flessione dei margini di vendita delle *commodity* dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita e del calo della domanda nei mercati di sbocco.
Gli ***special item*** esclusi dalla perdita operativa di 281 milioni di euro si riferiscono a svalutazioni relative a: (i) gli impianti di aromatici del polo siciliano e di Porto Marghera per effetto del peggioramento dello scenario margini; (ii) l'impianto stirenici di Mantova per effetto del calo strutturale della domanda da parte dei settori utilizzatori di polistirolo; (iii) gli impianti di polietilene del polo siciliano per effetto della bassa competitività del prodotto, del calo della domanda e della pressione competitiva.

Ingegneria & Costruzioni

2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.	Var. %
505	**Utile operativo**	**837**	**1.045**	**208**	**24,9**
3	Esclusione *special item*	3	(4)		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	(4)			
3	Altri *special item:*	7	(4)		
1	*- svalutazioni*				
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*(4)*		
2	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*7*			
508	**Utile operativo *adjusted***	**840**	**1.041**	**201**	**23,9**
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]		1	1	
66	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	80	49	(31)	
(174)	Imposte sul reddito [a]	(262)	(307)	(45)	
30,3	*Tax rate (%)*	*28,5*	*28,1*	*(0,4)*	
400	**Utile netto *adjusted***	**658**	**784**	**126**	**19,1**

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2008 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 1.041 milioni di euro con un aumento di 201 milioni di euro rispetto al 2007, pari al 23,9%, per effetto del miglioramento in tutte le aree di *business*, in particolare: (i) nelle Costruzioni *offshore* e *onshore* a seguito di migliori condizioni contrattuali; (ii) nelle Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe e della maggiore attività delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 3 e del *jack up* Perro Negro 2 nonchè dell'inizio dell'attività del *jack up* Perro Negro 7; (iii) nelle Perforazioni terra a seguito della maggiore attività in Sud America.

L'**utile netto *adjusted*** di 784 milioni di euro aumenta di 126 milioni di euro rispetto al 2007 per effetto della migliore *performance* operativa, parzialmente assorbita dalle maggiori imposte sul reddito.

Altre attività

2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.	Var. %
(622)	**Utile operativo**	**(444)**	**(346)**	**98**	**22,1**
323	Esclusione *special item*	237	102		
	di cui:				
62	Oneri (proventi) non ricorrenti	61			
261	Altri *special item:*	176	102		
126	*- oneri ambientali*	*210*	*101*		
22	*- svalutazioni*	*6*	*5*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*(14)*		
75	*- accantonamenti a fondo rischi*	*13*	*4*		
17	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*18*	*4*		
21	*- altro*	*(71)*	*2*		
(299)	**Utile operativo *adjusted***	**(207)**	**(244)**	**(37)**	**(17,9)**
(7)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(8)	(39)	(31)	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	5	4	(1)	
(301)	**Utile netto *adjusted***	**(210)**	**(279)**	**(69)**	**(32,9)**

(a) Escludono gli *special item*.

La **perdita operativa *adjusted*** di 244 milioni di euro aumenta rispetto al 2007 di 37 milioni di euro, per effetto in particolare di svalutazioni di crediti.

Gli ***special item*** del 2008 esclusi dalla perdita operativa (102 milioni di euro) si riferiscono in particolare agli oneri ambientali (101 milioni di euro) e a oneri per incentivazione all'esodo.

Corporate e società finanziarie

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
(296)	**Utile operativo**	**(217)**	**(686)**	**(469)**	..
56	Esclusione *special item*	34	409		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	(10)			
56	Altri *special item*	44	409		
11	*- oneri ambientali*	*12*	*120*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*(9)*		
43	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*32*	*28*		
2	*- altro*		*270*		
(240)	**Utile operativo *adjusted***	**(183)**	**(277)**	**(94)**	**(51,4)**
205	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(154)	(785)	(631)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	4	5	1	
89	Imposte sul reddito [a]	192	445	253	
54	**Utile netto *adjusted***	**(141)**	**(612)**	**(471)**	..

(a) Escludono gli *special item*.

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la **perdita operativa *adjusted*** di 277 milioni di euro (183 milioni di euro nel 2007) che esclude *special item* di 409 milioni di euro riferiti in particolare allo stanziamento del contributo di 200 milioni di euro destinato al fondo di solidarietà previsto dal Decreto Legge 112/2008 in favore dei cittadini meno abbienti utilizzatori di gas naturale per uso domestico che ne beneficeranno per la riduzione del costo della bolletta del gas, a oneri ambientali e su contenziosi, nonché per incentivazione all'esodo.

La **perdita netta *adjusted*** di 612 milioni di euro è aumentata di 471 milioni di euro rispetto al 2007 per effetto essenzialmente del peggioramento della gestione finanziaria connesso all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio.

NON-GAAP *measure*

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura, intendendo per tali sia la componente realizzata sia quella da valutazione, e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia a partire dal 1° gennaio 2008 e 27,5% per le altre società italiane (33% per i periodi pregressi). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli *IFRS*, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli ***special item***, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria.

Gli **oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto** esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura, intendendo per tali sia la componente realizzata sia quella da valutazione, e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

2008	**E&P**	**G&P**	**R&M**	**Petrolchimica**	**Ingegneria & Costruzioni**	**Altre attività**	**Corporate e società finanziarie**	**Effetto eliminazione utili interni**	**Gruppo**
Utile operativo	**16.415**	**3.933**	**(1.023)**	**(822)**	**1.045**	**(346)**	**(686)**	**125**	**18.641**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)						**(21)**
Altri *special item*	**1.001**	**37**	**411**	**281**	**(4)**	**102**	**409**		**2.237**
- oneri ambientali		12	76			101	120		309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di *asset*	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
- altro		(3)				2	270		269
***Special item* dell'utile operativo**	**1.001**	**37**	**390**	**281**	**(4)**	**102**	**409**		**2.216**
Utile operativo *adjusted*	**17.416**	**3.541**	**566**	**(375)**	**1.041**	**(244)**	**(277)**	**125**	**21.793**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	52	5	1	1	1	(39)	(785)		(764)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito [a]	(10.069)	(1.316)	(231)	77	(307)		445	(48)	(11.449)
Tax rate (%)	*55,7*	*33,2*	*31,2*		*28,1*				*51,4*
Utile netto *adjusted*	**8.008**	**2.650**	**510**	**(306)**	**784**	**(279)**	**(612)**	**77**	**10.832**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									631
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.201**
Utile netto di competenza Eni									**8.825**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									723
Esclusione *special item*									653
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(21)*
- altri special item									*674*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.201**

(a) Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2007

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**13.788**	**4.127**	**729**	**74**	**837**	**(444)**	**(217)**	**(26)**	**18.868**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	**(11)**	**(61)**	**35**	**(2)**	**(4)**	**61**	**(10)**		**8**
Altri *special item*	**274**	**(18)**	**223**	**24**	**7**	**176**	**44**		**730**
- oneri ambientali		15	128			210	12		365
- svalutazioni	226		58			6			290
- accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
- oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
- altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
***Special item* dell'utile operativo**	**263**	**(79)**	**258**	**22**	**3**	**237**	**34**		**738**
Utile operativo *adjusted*	**14.051**	**4.092**	**329**	**90**	**840**	**(207)**	**(183)**	**(26)**	**18.986**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	44	11		1		(8)	(154)		(106)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito [a]	(7.780)	(1.587)	(136)	(35)	(262)		192	10	(9.598)
Tax rate (%)	*54,5*	*35,1*	*29,9*		*28,5*				*48,7*
Utile netto *adjusted*	**6.491**	**2.936**	**319**	**57**	**658**	**(210)**	**(141)**	**(16)**	**10.094**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									624
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.470**
Utile netto di competenza Eni									**10.011**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(499)
Esclusione *special item*									(42)
- oneri (proventi) non ricorrenti									*35*
- altri special item									*(77)*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.470**

(a) Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2006

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**15.580**	**3.802**	**319**	**172**	**505**	**(622)**	**(296)**	**(133)**	**19.327**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(67)	215	(60)					88
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		**55**	**109**	**13**		**62**			**239**
Altri *special item*	**183**	**92**	**147**	**94**	**3**	**261**	**56**		**836**
- oneri ambientali		44	111			126	11		292
- svalutazioni	231	51	14	50	1	22			369
- plusvalenze nette su cessione di *asset*	(61)								(61)
- accantonamenti a fondo rischi			8	31		75			114
- oneri per incentivazione all'esodo	13	37	47	19	2	17	43		178
- altro		(40)	(33)	(6)		21	2		(56)
***Special item* dell'utile operativo**	**183**	**147**	**256**	**107**	**3**	**323**	**56**		**1.075**
Utile operativo *adjusted*	**15.763**	**3.882**	**790**	**219**	**508**	**(299)**	**(240)**	**(133)**	**20.490**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(59)	16				(7)	205		155
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	85	489	184	2	66	5			831
Imposte sul reddito [a]	(8.510)	(1.525)	(345)	(47)	(174)		89	54	(10.458)
Tax rate (%)	*53,9*	*34,8*	*35,4*		*30,3*				*48,7*
Utile netto *adjusted*	**7.279**	**2.862**	**629**	**174**	**400**	**(301)**	**54**	**(79)**	**11.018**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									606
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.412**
Utile netto di competenza Eni									**9.217**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									33
Esclusione *special item*									1.162
- oneri (proventi) non ricorrenti									*239*
- altri special item									*923*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.412**

(a) Escludono gli *special item*.

Dettaglio degli *special item*

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**
239	**Oneri (proventi) non ricorrenti**	**8**	**(21)**
	di cui:		
	effetto curtailment del TFR	*(83)*	
239	*accantonamenti (utilizzi) per rischi su procedimenti antitrust e regolatori*	*91*	*(21)*
836	**Altri *special item***	**730**	**2.237**
292	- oneri ambientali	365	309
369	- svalutazioni	290	1.572
(61)	- plusvalenze nette su cessione di *asset*		(8)
114	- accantonamenti a fondo rischi	22	4
178	- oneri per incentivazione all'esodo	156	91
(56)	- altro	(103)	269
1.075	***Special item* dell'utile operativo**	**738**	**2.216**
(6)	**Oneri (proventi) finanziari**	**(23)**	
(72)	**Oneri (proventi) su partecipazioni**	**(321)**	**(239)**
	di cui, plusvalenza per cessione della partecipazione in:		
(73)	*Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Eléctrica National*		
	Haldor Topsøe AS e Camom SA	*(290)*	
	GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)		*(185)*
165	**Imposte sul reddito**	**(610)**	**(1.426)**
	di cui:		
	effetti ex DL. n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:		(270)
	- di magazzino		*(176)*
	- di attività per imposte anticipate		*(94)*
	effetti ex legge Finanziaria 2008		(290)
	adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane	(394)	
	adeguamento fiscalità differita Libia		(173)
91	*supplemental tax rate* UK		
179	*wind-fall tax* Algeria		
77	contenzioso fiscale in Venezuela		
	altri *special item*	(50)	(46)
(182)	fiscalità su *special item* dell'utile operativo	(166)	(647)
1.162	**Totale *special item* dell'utile netto**	**(216)**	**551**
	di cui:		
	quota degli *special item* di competenza di terzi azionisti	(174)	(102)
	quota degli *special item* di competenza Eni	**(42)**	**653**

Dettaglio delle svalutazioni

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
268	Svalutazione *asset* materiali/immateriali	207	1.349	1.142
	Svalutazione *goodwill*		44	44
268	**Sub totale**	**207**	**1.393**	**1.186**
101	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	83	179	96
369	**Totale svalutazioni**	**290**	**1.572**	**1.282**

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio annuale e nel bilancio semestrale abbreviato secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (*ROACE*) e di solidità/ equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

Stato patrimoniale riclassificato [a]

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	50.137	59.155	9.018
Altre immobilizzazioni	563		(563)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.171	1.196	(975)
Attività immateriali	4.333	7.715	3.382
Partecipazioni	6.111	5.881	(230)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	725	1.219	494
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.191)	(787)	404
	62.849	**74.379**	**11.532**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.499	6.082	583
Crediti commerciali	15.609	16.444	835
Debiti commerciali	(11.092)	(12.590)	(1.498)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.412)	(5.281)	(869)
Fondi per rischi e oneri	(8.486)	(9.573)	(1.087)
Altre attività (passività) d'esercizio:			
Partecipazioni	*2.476*	*2.741*	*265*
Altre attività (passività) [b]	*(2.600)*	*(4.437)*	*(1.837)*
	(3.006)	**(6.614)**	**(3.608)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(935)**	**(947)**	**(12)**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto	**286**	**68**	**(218)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**59.194**	**66.886**	**7.692**
Patrimonio netto			
di competenza: - Eni	40.428	**44.436**	4.008
- terzi azionisti	2.439	**4.074**	1.635
	42.867	**48.510**	**5.643**
Indebitamento finanziario netto	**16.327**	**18.376**	**2.049**
COPERTURE	**59.194**	**66.886**	**7.692**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 83 e 84.
(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 410 milioni di euro (248 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 302 milioni di euro (368 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Il deprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2007 (cambio EUR/USD 1,392 al 31 dicembre 2008, contro 1,472 al 31 dicembre 2007, -5,4%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2008, un aumento del capitale investito netto di circa 970 milioni di euro e del patrimonio netto di circa 1.070 milioni di euro, nonché una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di circa 100 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2008 ammonta a 66.886 milioni di euro con un incremento di 7.692 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (74.379 milioni di euro) aumenta di 11.532 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto:

(i) degli investimenti tecnici (14.562 milioni di euro);

(ii) dell'acquisizione di partecipazioni consolidate e rami d'azienda, riferiti principalmente al consolidamento di Distrigas NV della quale è stata acquisita la quota di controllo del 57,243% (2.932 milioni di euro), di Burren Energy (2.444 milioni di euro) perfezionata a gennaio 2008 in esito all'OPA amichevole lanciata sulla totalità del capitale azionario e ad altri *asset* (1.471 milioni di euro, riferiti in particolare all'acquisto della totalità del capitale azionario di First Calgary, all'acquisto del ramo d'azienda rappresentato dal 52% della Hewett Unit nel Mare del Nord da Tullow Oil e al consolidamento della società indiana Hindustan Oil Exploration Co. della quale è stata acquisita la quota di controllo del 47,17% in esito a OPA obbligatoria lanciata in connessione all'operazione Burren);

(iii) dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'anno (9.815 milioni di euro).

In particolare l'incremento di 3.382 milioni di euro della voce **Attività immateriali** del capitale immobilizzato è riferito essenzialmente alle attività immateriali rilevate per effetto dell'acquisizione di Distrigas NV: (i) attività immateriali a vita utile definita per complessivi 1.395 milioni di euro relativi alla *customer relationship*, ai contratti attivi in essere (*order backlog*) e al *software*. Tali *asset* sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni), della durata residua dei contratti (4 anni) e della vita economica residua; (ii) la quota di competenza Eni della porzione del prezzo di acquisto non allocata alle attività e passività identificabili (*goodwill* di 1.245 milioni di euro).

All'incremento della voce hanno contribuito la rilevazione del potenziale minerario e del *goodwill* rivenienti dall'acquisizione di Burren Energy (415 milioni di euro) e il progetto di espansione di capacità di stoccaggio acquisito con la Hewett Unit (208 milioni di euro).

Le rimanenze immobilizzate relative al magazzino greggi, prodotti petroliferi e petrolchimici si riducono di 975 milioni di euro per l'impatto della sensibile riduzione dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valorizzazione dei volumi a scorta che sono stati allineati ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di bilancio.

La voce **Partecipazioni** accoglie per un importo pari a 895 milioni di euro il valore attribuito alla quota del 60% nella società Artic Russia BV che possiede il 100% delle tre società russe – OAO Artic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztechnologia – attive nella ricerca e produzione di gas naturale acquisite, in *partnership* con Enel, il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom la *call option* sul 51% delle società acquisite esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta. Eni valuta la partecipazione in Artic Russia BV con il metodo del patrimonio netto in quanto, sulla base degli accordi in essere, si realizza la fattispecie di controllo congiunto. *L'equity interest* applicato è quello corrente del 60% che non tiene conto del possibile esercizio della *call option* da parte di Gazprom. Il valore di libro della partecipazione al 31 dicembre è inferiore, per quanto riguarda la quota oggetto della *call option*, al prezzo di esercizio dell'opzione che corrisponde a quello di aggiudicazione detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento.

Il valore di libro dell'*asset* espropriato di Dación (563 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è stato riclassificato dalla voce **Altre immobilizzazioni** alla voce **Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento** sulla base dell'accordo transattivo definito con le Autorità venezuelane nel febbraio 2008 che prevede un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, da corrispondersi in sette rate annuali, con maturazione di interessi. Il valore attuale di tale indennizzo corrisponde al valore di libro dell'*asset* espropriato, al netto dei fondi ad esso relativi.

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-6.614 milioni di euro) è diminuito di 3.608 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto essenzialmente:

(i) dell'incremento della voce **Altre passività d'esercizio** di 1.837 milioni di euro in relazione:

(a) agli anticipi riscossi da Suez a fronte dei contratti di fornitura di lungo termine di gas ed energia elettrica (1.552 milioni di euro);

(b) all'iscrizione (1.495 milioni di euro) del diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di

Distrigas, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% in Distrigas, anche in più *tranche*, in base alle condizioni previste dallo *Shareholders' Agreement* firmato dai due partner il 30 luglio 2008. Tale *put option* è stata valorizzata sulla base del prezzo dell'OPA obbligatoria rivolta agli azionisti di minoranza di Distrigas e rilevata in contropartita al patrimonio netto di competenza Eni.

Questi effetti sono parzialmente compensati della variazione positiva di 2.233 milioni di euro (da -2.251 a -28 milioni di euro; da -1.383 a -28 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale) del *fair value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 79,7 milioni al 31 dicembre 2008 per effetto delle operazioni liquidate nell'anno. Tali strumenti derivati vennero attivati in considerazione delle acquisizioni di *proved* e *unproved property* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Le variazioni del *fair value* di tali derivati sono sospese a patrimonio netto a eccezione della porzione inefficace ai fini della copertura (componente "*time value*") che è imputata a conto economico fra gli oneri/proventi finanziari;

(ii) dell'incremento di 1.087 milioni di euro dei **Fondi per rischi ed oneri** dovuto al fondo smantellamento e ripristino siti del settore Exploration & Production che riflette il minore effetto dell'attualizzazione per la flessione della curva dei tassi di interesse e altre variazioni di stima, nonché alla rilevazione di accantonamenti a fronte di rischi ambientali e su contenziosi;

(iii) dell'incremento dei **Debiti tributari**, relativo al saldo delle imposte sul reddito dell'esercizio, parzialmente compensato dalla riduzione delle passività nette per imposte differite relative alle imprese italiane e alle attività in Libia al netto dell'iscrizione di imposte differite in sede di allocazione dei prezzi delle acquisizioni dell'anno.

Questi effetti sono stati compensati dall'incremento di 583 milioni di euro delle rimanenze di greggio, gas naturale e prodotti petroliferi per effetto: (i) del consolidamento del magazzino gas di Distrigas NV per 322 milioni di euro; (ii) dell'aumento del valore del magazzino gas in funzione dell'andamento al rialzo del prezzo del gas (661 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione di 718 milioni di euro del magazzino greggi e prodotti petroliferi per l'impatto della sensibile riduzione dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valorizzazione dei volumi a scorta che sono stati allineati ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di bilancio.

La voce del capitale di esercizio netto **Partecipazioni** accoglie per un importo pari a 2.741 milioni di euro (3.815 milioni di dollari al cambio del 31 dicembre) il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft società quotata alla borsa di Londra, con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom, che già detiene il 75% della società, sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft esercitabile entro 24 mesi dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento. Gli accordi in essere prevedono nel caso di non esercizio dell'opzione l'impegno di Gazprom di modificare la *corporate governance* di Gazprom Neft al fine di consentire ad Eni l'esercizio di una notevole influenza sulla gestione aziendale. Il valore di libro della partecipazione corrisponde al prezzo di esercizio dell'opzione al 31 dicembre 2008 e non è stato adeguato alla quotazione di borsa alla stessa data (1.961 milioni di dollari) in quanto: i) nel caso di esercizio dell'opzione, il prezzo corrisposto corrisponderà all'attuale valore di libro; ii) nel caso di non esercizio dell'opzione l'acquisizione di un'influenza sulla gestione aziendale richiederà ad Eni di valutare la partecipazione secondo il criterio del patrimonio netto previsto dallo IAS 28 per le società collegate, attribuendo il costo d'acquisto alla corrispondente frazione di patrimonio netto e per la differenza al *fair value* addizionale degli *asset* e seguendo la successiva evoluzione del patrimonio netto. Sulla base dei dati disponibili e degli esiti dell'*impairment test* verificati con un esperto indipendente tale valutazione sarebbe comunque non inferiore all'attuale valore di libro.

Le **attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto** di 68 milioni di euro riguardano la partecipazione del 20% di Fertinitro (Fertilizantes Nitrogenados de Oriente) nel settore Ingegneria & Costruzioni, società che opera nella produzione di fertilizzanti.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il *ROACE* è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2008 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**8.008**	**2.650**	**510**	**10.832**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**335**
Utile netto *adjusted unlevered*	**8.008**	**2.650**	**510**	**11.167**
Capitale investito netto *adjusted*				
- ad inizio periodo	24.643	20.516	7.675	**59.194**
- a fine periodo	31.302	21.333	8.260	**67.609**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**27.973**	**20.925**	**7.968**	**63.402**
***ROACE adjusted* (%)**	**28,6**	**12,7**	**6,4**	**17,6**

2007 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**6.491**	**2.936**	**319**	**10.094**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**174**
Utile netto *adjusted unlevered*	**6.491**	**2.936**	**319**	**10.268**
Capitale investito netto *adjusted*				
- ad inizio periodo	18.590	18.906	5.631	**47.966**
- a fine periodo	24.643	20.547	7.149	**58.695**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**21.617**	**19.727**	**6.390**	**53.331**
***ROACE adjusted* (%)**	**30,0**	**14,9**	**5,0**	**19,3**

2006 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**7.279**	**2.862**	**629**	**11.018**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**46**
Utile netto *adjusted unlevered*	**7.279**	**2.862**	**629**	**11.064**
Capitale investito netto *adjusted*				
- ad inizio periodo	20.206	18.978	5.993	**49.692**
- a fine periodo	18.590	18.864	5.766	**47.999**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**19.398**	**18.921**	**5.880**	**48.846**
***ROACE adjusted* (%)**	**37,5**	**15,1**	**10,7**	**22,7**

Indebitamento finanziario netto e *Leverage*

Il *"leverage"* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	19.830	**20.837**	1.007
Debiti finanziari a breve termine	*8.500*	**6.908**	*(1.592)*
Debiti finanziari a lungo termine	*11.330*	**13.929**	*2.599*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2.114)	**(1.939)**	175
Titoli non strumentali all'attività operativa	(174)	**(185)**	(11)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.215)	**(337)**	878
Indebitamento finanziario netto	**16.327**	**18.376**	**2.049**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	**42.867**	**48.510**	**5.643**
Leverage	**0,38**	**0,38**	

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2008 di 18.376 milioni di euro è aumentato di 2.049 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007.
I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 20.837 milioni di euro, di cui 6.908 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 549 milioni di euro) e 13.929 milioni di euro a lungo termine.
Il ***leverage***, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti, è rimasto invariato al livello di 0,38 registrato al 31 dicembre 2007.

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2007		**42.867**
Utile netto	9.558	
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da *cash flow hedge*	1.203	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.910)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(297)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(778)	
Consolidamento *minorities* Distrigas	1.141	
Rilevazione *put option* Distrigas	(1.495)	
Effetti connessi alle *stock option* Eni	32	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Saipem)	(31)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.077	
Altre variazioni	143	
Totale variazioni		**5.643**
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008		**48.510**
di competenza:		
- Eni		**44.436**
- terzi azionisti		**4.074**

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2008 (48.510 milioni di euro) aumenta di 5.643 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'utile netto di periodo (9.558 milioni di euro) e della variazione positiva della riserva *cash flow hedge* (1.203 milioni di euro, al netto del relativo effetto fiscale) e dell'effetto cambio da conversione. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi (5.207 milioni di euro, di cui 4.910 milioni di euro da parte di Eni SpA) e dall'acquisto di azioni proprie (778 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2007	2008	31.12.2007	31.12.2008
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.600**	**6.745**	**28.926**	**30.049**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.122	**4.140**	16.320	**18.999**
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(1)	**(330)**	1.245	**5.161**
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	649	**(1.373)**	(1.235)	**(2.852)**
- eliminazione di utili infragruppo	(435)	**216**	(3.383)	**(3.127)**
- imposte sul reddito differite e anticipate	(97)	**159**	711	**(15)**
- altre rettifiche	(29)	**1**	283	**295**
	10.809	**9.558**	**42.867**	**48.510**
Interessi di terzi	(798)	**(733)**	(2.439)	**(4.074)**
Come da bilancio consolidato	**10.011**	**8.825**	**40.428**	**44.436**

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il *"free cash flow"* cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow*, che è una misura di risultato *non-GAAP*, chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/crediti finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato [a]

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
9.823	**Utile netto**	**10.809**	**9.558**	**(1.251)**
	a rettifica:			
5.753	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.346	**11.388**	5.042
(59)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(309)	**(219)**	90
10.435	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	8.850	**9.080**	230
25.952	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	**25.696**	**29.807**	**4.111**
(1.024)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.667)	**2.212**	3.879
(7.927)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.512)	**(10.218)**	(1.706)
17.001	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**15.517**	**21.801**	**6.284**
(7.833)	Investimenti tecnici	(10.593)	**(14.562)**	(3.969)
(95)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(9.665)	**(4.019)**	5.646
328	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	659	**979**	320
361	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(35)	**(267)**	(232)
9.762	***Free cash flow***	**(4.117)**	**3.932**	**8.049**
216	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(479)	**911**	1.390
(682)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	8.761	**980**	(7.781)
(6.443)	Flusso di cassa del capitale proprio	(5.836)	**(6.005)**	(169)
(201)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(200)	**7**	207
2.652	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**(1.871)**	**(175)**	**1.696**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2006		2007	**2008**	Var. ass.
9.762	***Free cash flow***	**(4.117)**	**3.932**	**8.049**
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(244)	**(286)**	(42)
1	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		**181**	181
388	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	637	**129**	(518)
(6.443)	Flusso di cassa del capitale proprio	(5.836)	**(6.005)**	(169)
3.708	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(9.560)**	**(2.049)**	**7.511**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 85 e 86.

Il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (21.801 milioni di euro), compresi gli anticipi incassati da Suez a valere su forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica (1.552 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (1.160 milioni di euro, incluso l'indebitamento netto trasferito) hanno coperto la maggior parte dei fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici (14.562 milioni di euro); (ii) al pagamento dei dividendi da parte di Eni SpA (4.910 milioni di euro) nonché da parte di Snam Rete Gas e Saipem (288 milioni di euro); (iii) agli investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda (5.848 milioni di euro di esborso; 4.305 al netto delle disponibilità acquisite di 1.543 milioni di euro) riferiti in particolare all'acquisizione della quota di maggioranza del 57,243% in Distrigas NV, al completamento dell'acquisizione di Burren Energy e all'acquisto di *asset upstream* e di stoccaggio gas; (iv) all'acquisto di azioni proprie (778 milioni di euro).

Investimenti tecnici

2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
5.203	Exploration & Production	6.625	**9.545**	2.920	44,1
1.174	Gas & Power	1.366	**1.794**	428	31,3
645	Refining & Marketing	979	**965**	(14)	(1,4)
99	Petrolchimica	145	**212**	67	46,2
591	Ingegneria & Costruzioni	1.410	**2.027**	617	43,8
72	Altre attività	59	**52**	(7)	(11,9)
88	Corporate e società finanziarie	108	**95**	(13)	(12,0)
(39)	Effetto eliminazione utili interni	(99)	**(128)**	(29)	29,3
7.833	**Investimenti tecnici**	**10.593**	**14.562**	**3.969**	**37,5**

Gli **investimenti tecnici** di 14.562 milioni di euro (10.593 milioni di euro nel 2007), relativi per l'84% ai settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (6.429 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola, Congo e Italia;
- le attività di ricerca esplorativa (1.918 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 93% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, Egitto, Nigeria, Angola e Libia;
- l'acquisto di *proved e unproved property* per 836 milioni di euro relativi essenzialmente all'estensione della durata dei titoli minerari in Libia a seguito dell'accordo siglato nell'ottobre 2007 con la società di Stato NOC e all'acquisto della quota del 34,81% del progetto ABO in Nigeria;
- lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto (1.130 milioni di euro) e distribuzione del gas in Italia (233 milioni di euro) e il potenziamento dei gasdotti di importazione (233 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (107 milioni di euro);
- il settore Refining & Marketing (965 milioni di euro) per l'incremento della capacità di conversione e la flessibilità delle raffinerie, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (298 milioni di euro);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (2.027 milioni di euro) per l'*upgrading* della flotta.

Gli **investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda** (5.848 milioni di euro di esborso; 4.305 al netto delle disponibilità nette acquisite di 1.543 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente: (i) all'acquisizione della quota di maggioranza del 57,243% in Distrigas NV (2.751 milioni di euro di esborso; 1.271 al netto delle disponibilità acquisite di 1.480 milioni di euro); (ii) al completamento dell'acquisizione di Burren Energy (1.789 milioni di euro di esborso nel 2008; 1.695 al netto delle disponibilità acquisite di 94 milioni di euro): l'esborso complessivo dell'operazione, considerando l'acquisto di azioni Burren Energy effettuato nel dicembre 2007, ammonta a 2.358 milioni di euro; (iii) all'acquisto di *asset upstream* e di stoccaggio gas (914 milioni di euro di esborso; 944 compreso l'indebitamento finanziario netto assunto di 30 milioni di euro), in particolare il 100% di First Calgary in Algeria, il 52% della Hewett Unit nel Mare del Nord e 20% di Hindustan Oil Exploration Co.); (iv) ad altri investimenti in entità non consolidate (relativi in particolare al finanziamento del progetto Angola GNL per 254 milioni di euro).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (1.042 milioni di euro di incasso; 1.097 incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 118 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente alla vendita, da parte del settore Ingegneria & Costruzioni, della partecipazione del 30% di GTT (Gaztransport et Technigaz SAS), società che opera nel settore della costruzione dei serbatoi delle navi per il trasporto del GNL, e di Agip España da parte della divisione Refining & Marketing, nonché di altri *asset* minori.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (6.005 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente: (i) il pagamento dei dividendi Eni Spa (4.910 milioni di euro, di cui 2.551 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2007 e 2.359 milioni di euro relativi all'acconto dividendo per l'esercizio 2008; (ii) i dividendi 2007 da parte delle controllate quotate (212 milioni di euro da parte di Snam Rete Gas e Saipem); (iii) l'acconto dividendo per l'esercizio 2008 da parte di Snam Rete Gas (76 milioni di euro); nonché (iv) l'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (778 milioni di euro).

Nel periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2008 sono state acquistate 35,9 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 778 milioni di euro (in media 21,672 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000), sono state acquistate 398,5 milioni di azioni, pari al 9,95% del capitale sociale, per il corrispettivo di 6.971 milioni di euro (in media 17,495 euro per azione) che rappresenta il 94,21% del *plafond* autorizzato dall'Assemblea degli Azionisti.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2007 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2007 Valori da schema riclassificato	**31.12.2008** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2008** Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			50.137		59.155
Altre immobilizzazioni			563		
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.171		1.196
Attività immateriali			4.333		7.715
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.111		5.881
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 e nota 13)		725		1.219
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.191)		(787)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 3)	125		149	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 15)	7		780	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 17)	(1.301)		(1.716)	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 25)	(22)			
Totale Capitale immobilizzato			**62.849**		**74.379**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			5.499		6.082
Crediti commerciali	(vedi nota 3)		15.609		16.444
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(11.092)		(12.590)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(4.412)		(5.281)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.688)		(1.949)	
- passività per altre imposte correnti		(1.383)		(1.660)	
- passività per imposte differite		(5.471)		(5.742)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 25)	(215)		(254)	
- attività per imposte sul reddito correnti		703		170	
- attività per altre imposte correnti		833		1.130	
- attività per imposte anticipate		1.915		2.912	
- altre attività per imposte	(vedi nota 15)	894		112	
Fondi per rischi ed oneri			(8.486)		(9.573)
Altre attività (passività) di esercizio:					
Partecipazioni			2.476		2.741
Altre attività (passività), composte da:			(2.600)		(4.437)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)	259		310	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)	357		402	
- altri crediti	(vedi nota 3)	3.568		4.805	
- altre attività (correnti)		1.080		2.349	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 15)	209		509	
- acconti e anticipi, Altri debiti	(vedi nota 17)	(4.723)		(6.209)	
- altre passività (correnti)		(1.556)		(4.319)	
- altri debiti, Altre passività	(vedi nota 25)	(1.794)		(2.284)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(3.006)**		**(6.614)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(935)**		**(947)**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto, composte da:			**286**		**68**
- attività destinate alla vendita		383		68	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(97)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			**59.194**		**66.886**

segue **Stato patrimoniale riclassificato**

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2007 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2007 Valori da schema riclassificato	**31.12.2008** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2008** Valori da schema riclassificato
CAPITALE INVESTITO NETTO			**59.194**		**66.886**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti			**42.867**		**48.510**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			19.830		20.837
- passività finanziarie a lungo termine		11.330		13.929	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		737		549	
- passività finanziarie a breve termine		7.763		6.359	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(2.114)		(1.939)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)		(174)		(185)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:			(1.215)		(337)
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)	(990)		(337)	
- altre attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 13)	(225)			
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			**16.327**		**18.376**
COPERTURE			**59.194**		**66.886**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 21 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2007		**2008**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
(milioni di euro)				
Utile netto		**10.809**		**9.558**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		6.346		11.388
- ammortamenti	7.029		8.422	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	(494)		2.560	
- variazione fondi per rischi e oneri	(122)		414	
- variazione fondo benefici per i dipendenti	(67)		(8)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(309)		(219)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		8.850		9.080
- dividendi	(170)		(510)	
- interessi attivi	(603)		(592)	
- interessi passivi	523		809	
- differenze cambio	(119)		(319)	
- imposte sul reddito	9.219		9.692	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**25.696**		**29.807**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		(1.667)		2.212
- rimanenze	(1.117)		(801)	
- crediti commerciali e diversi	(655)		(974)	
- altre attività	(362)		162	
- debiti commerciali e diversi	360		2.318	
- altre passività	107		1.507	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.512)		(10.218)
- dividendi incassati	658		1.150	
- interessi incassati	333		266	
- interessi pagati	(555)		(852)	
- imposte sul reddito pagate	(8.948)		(10.782)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**15.517**		**21.801**
Investimenti tecnici		(10.593)		(14.562)
- immobilizzazioni materiali	(8.532)		(12.312)	
- immobilizzazioni immateriali	(2.061)		(2.250)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(9.665)		(4.019)
- partecipazioni	(4.890)		(385)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(4.759)		(3.634)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(16)			
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		659		979
- immobilizzazioni materiali	172		318	
- immobilizzazioni immateriali	28		2	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	56		149	
- partecipazioni	403		510	
- cessioni di quote di partecipazioni in imprese consolidate				
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(35)		(267)
- investimenti finanziari: titoli	(76)		(152)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(1.646)		(710)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	185		367	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	1.045		173	
- disinvestimenti finanziari: titoli	491		145	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	545		1.293	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(13)		(299)	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(566)		(1.084)	
Free cash flow		**(4.117)**		**3.932**

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2007		**2008**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
(milioni di euro)				
Free cash flow		**(4.117)**		**3.932**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(479)		911
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(1.045)		(173)	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	566		1.084	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		8.761		980
- assunzione debiti finanziari non correnti	6.589		3.774	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.295)		(2.104)	
- decremento di debiti finanziari correnti	4.467		(690)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(5.836)		(6.005)
- apporti netti di capitale proprio da/a terzi	1		20	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.583)		(4.910)	
- dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(289)		(297)	
- acquisto netto di azioni proprie	(625)		(768)	
- acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	(340)		(50)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(200)		7
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(40)		(1)	
- effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(160)		8	
Flusso di cassa netto del periodo		**(1.871)**		**(175)**

FATTORI DI RISCHIO E DI INCERTEZZA

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio paese nell'attività Oil & Gas; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le *policy* di Gruppo in materia di rischi finanziari.

Rischio mercato

Il rischio mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonchè per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi rela-

tivi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2008 in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio 2007) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* - approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2007				2008			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	7,36	0,47	1,39	4,35	12,31	0,73	4,17	6,54
Tasso di cambio	1,25	0,03	0,21	0,43	1,48	0,09	0,48	0,47

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* - approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2007				2008			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	44,59	4,39	20,17	12,68	46,48	3,44	19,88	5,43
Area Gas & Power (*)	54,11	20,12	34,56	25,57	67,04	24,38	43,53	32,07

(*) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* interni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno score che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio, rapportabili alle classi di rischio definite dalla principali Agenzie di *rating*. Il *rating* interno è anche raffrontato con *rating* forniti da un qualificato *info-provider* esterno. Per quanto attiene il rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa di Gruppo, nonché da Eni Trading e Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading e Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità venutasi a determinare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative e in alcuni casi la sospensione degli affidamenti a singole controparti. Sono state in particolare emanate disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività, massimizzando le possibilità di diversificazione e mantenendo nell'operatività quotidiana il principio della rotazione delle controparti. Sono inoltre state impartite disposizioni di ulteriore selettività in particolare sulle operazioni in strumenti derivati e su quelle di durata superiore ai tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso dell'esercizio irrigidimenti del mercato del credito e forti tensioni sugli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. Le *policy* attuate anche prima dell'acuirsi della crisi sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso una adeguata struttura degli affidamenti bancari , in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.009 milioni di euro, di cui 3.313 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 1.850 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 10 miliardi di euro di cui 6.391 milioni già collocati al 31 dicembre 2008.
Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 e P-1; in entrambi i casi l'*outlook* è stabile.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.
In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013	Anni successivi	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	549	3.630	797	2.687	1.981	4.834	**14.478**
Passività finanziarie a breve termine	6.359	-	-	-	-	-	**6.359**
	6.908	**3.630**	**797**	**2.687**	**1.981**	**4.834**	**20.837**
Interessi su debiti finanziari	502	469	412	383	336	791	**2.893**

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2009	2010-2013	Anni successivi	Totale
Debiti commerciali	12.590	-	-	12.590
Altri debiti e anticipi	7.925	28	27	7.980
	20.515	**28**	**27**	**20.570**

contratti *take-or-pay* del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 48,8 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013	Anni successivi	Totale
Contratti di *leasing* operativo non annullabili (1)	**588**	**812**	**697**	**468**	**395**	**1.081**	**4.041**
Costi di abbandono e ripristino siti (2)	**269**	**35**	**61**	**18**	**256**	**8.830**	**9.469**
Costi relativi a fondi ambientali	**396**	**421**	**284**	**223**	**221**	**443**	**1.988**
Impegni di acquisto (3)	**17.938**	**13.777**	**14.326**	**14.405**	**14.112**	**185.415**	**259.973**
- Gas							
Take-or-pay	15.694	13.041	13.574	13.610	13.343	179.067	248.329
Ship-or-pay	539	537	545	549	528	3.151	5.849
- Altri impegni di acquisto con clausole *take-or-pay* e *ship-or-pay*	139	135	126	111	106	838	1.455
- Altri impegni di acquisto (4)	1.566	64	81	135	135	2.359	4.340
Altri impegni	**8**	**5**	**5**	**5**	**5**	**152**	**180**
di cui:							
- *Memorandum* di intenti Val d'Agri	8	5	5	5	5	152	180
	19.199	**15.050**	**15.373**	**15.119**	**14.989**	**195.921**	**275.651**

(1) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(3) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

Impegni per investimenti

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013 e anni successivi	Totale
Impegni per *major projects*	4.938	3.831	2.697	1.837	9.856	23.159
Impegni per altri investimenti	5.147	4.342	3.186	2.389	9.846	24.910
	10.085	**8.173**	**5.883**	**4.226**	**19.702**	**48.069**

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2008 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America settentrionale. Nel 2008 circa il 70% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".
Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio *operation*

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/01). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa negli esercizi futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni ed in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.
Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, standard e soluzioni che costituiscano le best *practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le

azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di: (i) produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia; (ii) guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni; (iii) favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate ai sensi delle disposizioni del Testo Integrato dell'AEEG in materia di *unbundling* (delibere 11/07 e 253/07) entrato in vigore il 1° luglio 2008 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il decreto legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'Autorità il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. L'Autorità con le delibere ARG n.91 e VIS 109 del 2008 ha stabilito che gli operatori hanno l'obbligo di adottare misure gestionali preventive, attestate dall'organo delegato, finalizzate a impedire la traslazione.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*, dal 2010 assicureranno 62,4 miliardi di metri cubi/anno esclusi i volumi soggetti a clausole di *take-or-pay* connessi all'acquisizione Distrigas che saranno destinati alla vendita sul mercato belga. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime degli investimenti realizzati nel

2008 da parte Eni e di terzi operatori e della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Ciclicità del settore *oil & gas*

La recessione economica globale e la riduzione dell'attività produttiva hanno determinato la marcata flessione della domanda di energia con il conseguente crollo delle quotazioni delle principali *commodity* energetiche. Allo stato attuale, risulta difficile fare previsioni sui tempi della ripresa della domanda e delle quotazioni. Un periodo prolungato di debolezza dei prezzi del petrolio rappresenta una criticità per la sostenibilità dei programmi di investimento delle *oil&gas company*, tenuto conto dei lunghi tempi di realizzazione e del processo di valutazione e realizzazione. La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Conseguentemente, in presenza di una congiuntura di bassi prezzi, le *oil companies* adeguano i piani industriali, riprogrammando i progetti di investimento in funzione delle loro caratteristiche di redditività e profilo di rischio, nel rispetto dell'equilibrio finanziario. Per il quadriennio 2009-2012, Eni prevede un programma di investimenti di 48,8 miliardi di euro, di cui 32,6 (67%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, a sostegno della crescita produttiva e del rimpiazzo delle riserve. Il programma di investimenti è sostanzialmente in linea con il piano precedente considerato: (i) la prudenza adottata in passato nella definizione degli scenari di prezzo di riferimento per le decisioni d'investimento; (ii) la qualità del portafoglio progetti, caratterizzato da un basso prezzo di *break-even*; (iii) la previsione di una discesa nei costi di fornitura delle materie prime e dei servizi conseguente la congiuntura economica; (iv) la quota di investimenti relativa ai *business* regolati del gas (circa 11%), il cui ritorno non è esposto a dinamiche di mercato. Inoltre il programma d'investimento Eni presenta un elevato grado di flessibilità in termini di quota di spesa - circa la metà - non ancora soggetta a impegni ("*uncommitted*"), che assicura la possibilità di modulare diversamente il programma di *spending* in caso di ulteriori drastici peggioramenti dello scenario.

La flessione dei prezzi del petrolio rappresenta un elemento di incertezza anche per il rimpiazzo delle riserve. Infatti, la flessione del prezzo innesca due fattori contrapposti di revisione delle riserve certe di idrocarburi. L'effetto positivo è dato dalle maggiori riserve iscritte a fronte dei contratti di *production sharing (PSA)* dove a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione dei costi del contrattista aumenta al diminuire del prezzo del barile. Questo fattore positivo è in parte compensato da quei progetti non più economici a livelli di prezzo significativamente più bassi rispetto a quelli utilizzati per la loro valutazione originale.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il *management* Eni prevede che le condizioni di volatilità dei mercati e di recessione economica si protrarranno nel 2009. Lo scenario Eni assume un prezzo del Brent su base annua di 43 dollari/barile, crescita zero della domanda europea di gas e margini di raffinazione in flessione. In tale contesto, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2009 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi**: prevista in aumento rispetto al 2008 (1,797 milioni di boe/giorno nel 2008) per effetto della crescita organica attesa in Nigeria, Angola, Congo e Golfo del Messico a fronte del declino delle produzioni mature;
- **volumi venduti di gas nel mondo**: in aumento rispetto al 2008 (104,23 miliardi di metri cubi nel 2008) per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle azioni commerciali a sostegno della quota di mercato nelle principali aree di consumo nel resto d'Europa. Le vendite in Italia sono previste in flessione per effetto della pressione competitiva e del calo dei consumi a fronte della recessione economica;
- **lavorazioni in conto proprio**: in aumento rispetto al 2008 (35,84 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della migliore *performance* programmata delle raffinerie di Taranto e Gela;
- **vendite di prodotti petroliferi rete** in Italia e resto d'Europa: in flessione rispetto al 2008 (12,67 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto dell'impatto della cessione delle attività rete nella Penisole Iberica e delle previsioni di calo della domanda di carburanti nei principali mercati europei.

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici in leggera riduzione rispetto al 2008 (€14,56 miliardi nel 2008) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Sulla base delle proiezioni di *cash flow* con lo scenario di prezzo del Brent a 43 dollari/barile e tenuto conto degli esborsi programmati per gli investimenti e per il completamento dell'acquisizione di Distrigas e della remunerazione del capitale proprio, Eni prevede a fine 2009 un *leverage* inferiore rispetto al livello del 2008 (0,38) assumendo l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni di acquisto sugli *asset* russi (20% di Gazprom Neft e 51% delle tre società gas partecipate da Eni al 60%).

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite o regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2008 fra le controllate Eni, oltre alle società per le quali era già stata fornita analoga informativa in sede di resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2008 (Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co. Inc., NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd e Trans Tunisian Pipeline Co. Ltd.) rientrano nella previsione regolamentare due società, precisamente: Burren Energy (Bermuda) Ltd e Nigerian Agip Exploration Ltd;
- sono state già adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Trattato di amicizia tra la Repubblica Italiana e la Libia.

Con legge approvata in via definitiva dal Senato il 3 febbraio 2009 in corso di pubblicazione è stato ratificato il Trattato di amicizia tra la Repubblica Italiana e la Libia. L'articolo 3 della legge di ratifica prevede un'addizionale IRES pari al 4% dell'utile prima delle imposte così come risultante dal bilancio separato dei soggetti attivi nell'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, con valori di immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie dedicate a tali attività superiori al 33% delle relative voci di bilancio e con una capitalizzazione di borsa superiore ai venti miliardi di euro. L'addizionale è dovuta al verificarsi di un'incidenza dell'IRES sull'utile prima delle imposte inferiore al 19% e non può eccedere il minore tra l'importo che determina un'incidenza fiscale del 19% e quello corrispondente ad aliquote decrescenti nel tempo riferite al patrimonio netto risultante dal bilancio separato. L'addizionale è dovuta dall'esercizio 2009 all'esercizio 2028. I criteri previsti per la individuazione dei soggetti passivi e le condizioni per l'applicabilità dell'addizionale sono tali per cui la stessa sarà prevedibilmente applicabile a carico dell'Eni SpA.

Relazione sul governo societario

La presente Relazione intende fornire un quadro generale e completo sul sistema di governo societario adottato da Eni SpA ("Eni"). Adempiendo agli obblighi normativi e regolamentari in materia, tenuto conto degli orientamenti e raccomandazioni di Borsa Italiana SpA e delle associazioni di categoria più rappresentative, la Relazione contiene altresì le informazioni sugli assetti proprietari, sull'adesione ai codici di comportamento e sull'osservanza degli impegni conseguenti, evidenziando le scelte che la Società ha effettuato nell'applicazione dei principi di autodisciplina. Il testo della Relazione è messo a disposizione presso la sede sociale, pubblicato sul sito Internet della Società, www.eni.it, nella sezione Corporate Governance, e trasmesso a Borsa Italiana SpA, con le modalità e nei termini previsti dalla regolamentazione vigente.
Le informazioni contenute nella presente Relazione sono riferite all'esercizio 2008 ed aggiornate, salvo diversa indicazione, al 13 marzo 2009, data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato il progetto di bilancio.

Eni: il profilo, la struttura e i valori

Il profilo

Eni è un'impresa integrata nell'energia, presente in 70 paesi, con quasi 79.000 dipendenti e opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale. Ogni azione è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, investire nell'innovazione tecnica, perseguire l'efficienza energetica e mitigare i rischi del cambiamento climatico. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

La struttura organizzativa

La struttura organizzativa di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che vede la gestione aziendale affidata al Consiglio di Amministrazione, quale organo centrale nel sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo, le funzioni di vigilanza attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea.
Conformemente alle previsioni statutarie, il Consiglio delega parte delle proprie competenze gestionali all'Amministratore Delegato ed attribuisce al Presidente deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e accordi internazionali di rilevanza strategica.
Il modello di *governance* prescelto prevede, pertanto, la netta divisione tra le funzioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato; ad entrambi compete, ai sensi dell'art. 25 dello statuto, la rappresentanza della Società.
Il Consiglio ha costituito al suo interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee e l'Oil-Gas Energy Committee.
Il Consiglio ha altresì nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni, i quali, unitamente alla maggior parte dei Direttori Corporate, prendono parte al Comitato di Direzione, con funzioni consultive e di supporto all'attività dell'Amministratore Delegato.
Alcune scelte organizzative e gestionali, evidenziate nel corso della Relazione, sono state effettuate in applicazione della normativa statunitense, cui la Società deve attenersi a seguito della quotazione sul NYSE (New York Stock Exchange).

Il Codice Etico

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di fondamentale importanza definire con chiarezza i valori e i principi che guidano l'azione di Eni, all'interno della propria struttura come all'esterno, per garantire che tutte le attività aziendali siano svolte nell'osservanza delle norme, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto dei legittimi interessi di tutti gli *stakeholder* con cui Eni quotidianamente entra in relazione: azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, *partner* commerciali e finanziari, comunità locali e istituzioni dei Paesi in cui Eni è presente con le proprie attività. Questi valori sono fissati nel Codice Etico ed è un impegno di tutti coloro che lavorano per Eni, a partire dal *management*, osservare e fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio di Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi, a tutela e a promozione dei quali agisce il Garante del Codice Etico che semestralmente presenta una relazione sull'attuazione del Codice al Comitato per il controllo interno, al Collegio Sindacale, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato che ne riferiscono al Consiglio.

Nella riunione del 14 marzo 2008, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il nuovo Codice Etico di Eni, che ha sostituito il precedente Codice di Comportamento del 1998. Il Codice recepisce l'evoluzione del quadro normativo, sviluppa le tematiche inerenti ai diritti umani e alla sostenibilità, garantisce l'adeguamento alle *best practices* internazionali e aggiorna i riferimenti in relazione all'intervenuta evoluzione dell'assetto organizzativo di Eni.

Il Codice rappresenta tra l'altro un principio generale non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante. Le sinergie fra Codice Etico e Modello sono inoltre sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni, istituito dal Modello 231, delle funzioni di Garante del Codice Etico. Analogamente, ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

Il Codice Etico si applica a tutte le società controllate direttamente e indirettamente, in Italia e all'estero, da Eni. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas soggette a *unbundling* adottano il Codice, adeguandolo se necessario alle peculiarità della propria azienda in coerenza con la propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle altre partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Codice negli ambiti di rispettiva competenza.

L'impegno di Eni alla diffusione dei principi del Codice è ulteriormente sottolineato dalla creazione di un apposito Team di Promozione del Codice Etico, col compito di mettere a disposizione ogni strumento conoscitivo e di chiarimento per l'interpretazione e attuazione del Codice tramite iniziative differenziate a seconda dei vari *stakeholder* coinvolti e volte, tra l'altro, a stimolare osservazioni sul Codice affinché questo possa essere sempre aggiornato alla sensibilità della società in cui Eni opera.

Il Codice Etico è pubblicato sul sito Internet di Eni.

Informazioni sugli assetti proprietari[1]

Struttura del capitale sociale e partecipazioni rilevanti

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono votare nelle Assemblee ordinare e straordinarie della Società e, comunque, esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Al 31 dicembre 2008 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

Nel 1995 Eni ha emesso un programma di ADR (American Depositary Receipts) per il mercato statunitense. L'ADR identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni ADR Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al New York Stock Exchange.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo n. 58/1998 ("Testo Unico della Finanza") e della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2008 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	813.443.277	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA [(a)]	400.288.338	9,99
Eni SpA (azioni proprie)	382.954.240	9,56

(a) Controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(1) L'informazione sugli assetti proprietari è resa in ottemperanza a quanto richiesto dall'art 123-bis del Testo Unico della Finanza (D.lgs. n. 58/1998). Per quanto attiene alle norme applicabili alla nomina e alla sostituzione degli amministratori, si rinvia al Paragrafo specificamente dedicato al Consiglio di Amministrazione della presente Relazione. Per quanto attiene alle informazioni relative alle modifiche statutarie, come richieste dallo stesso art. 123-bis del Testo Unico della Finanza, Eni applica la disciplina normativa ordinaria, ad eccezione di quanto esposto nel Paragrafo relativo ai poteri speciali riservati allo Stato della presente Relazione, cui si rinvia. Si evidenzia, altresì, che l'art. 23.2 dello statuto prevede che il Consiglio di Amministrazione deliberi sull'adeguamento delle disposizioni statutarie alle disposizioni normative.

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [a]
Italia	295.299	2.357.497.054	58,86
UK e Irlanda	1.035	184.096.598	4,60
Altri Stati UE	4.148	460.037.433	11,49
USA e Canada	1.827	416.376.724	10,39
Resto del Mondo	1.589	153.618.477	3,83
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		360.801.934	9,01
Altri		72.930.656	1,82
Totale		**4.005.358.876**	**100,00**

(a) Risultante dalla data di pagamento (22 maggio 2008) del dividendo a saldo dell'esercizio 2007, (data stacco: 19 maggio 2008).

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [a]
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10 [b]	2	570.823.315	14,25
2%-3%	0	0	0
1%-2%	7	452.855.109	11,31
0,5%-1%	7	211.320.150	5,28
0,3%-0,5%	10	156.627.517	3,91
0,1%-0,3%	49	354.174.592	8,84
≤ 0,1%	303.822	1.012.382.326	25,27
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		360.801.934	9,01
Altri		72.930.656	1,82
Totale		**4.005.358.876**	**100,00**

(a) Risultante dalla data di pagamento (22 maggio 2008) del dividendo a saldo dell'esercizio 2007, (data stacco: 19 maggio 2008).
(b) Il Gruppo Intesa San Paolo ha successivamente comunicato la riduzione del possesso azionario dal 4,26% all'1,23%.

Accordi fra azionisti

Non sono noti alla Società accordi stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Azioni proprie e deleghe al Consiglio di Amministrazione

Con delibera del 29 aprile 2008, l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data della deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea, ad un prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto aumentato del 5% [2]. Al 31 dicembre 2008, le azioni proprie in portafoglio di Eni ammontano a 9,56 % del capitale sociale della Società.

Limiti di possesso azionario e restrizioni al diritto di voto

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui all'art. 3 del D.l. n. 332/1994, convertito in legge n. 474 del 1994 (legge n. 474 del 1994), nessuno può possedere azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto e comunque i diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso. Da tale previsione sono escluse, ai sensi delle stesse norme citate, le partecipazioni azionarie detenute dallo Stato, da enti pubblici o da soggetti da questi controllati. La norma speciale prevede, infine, che la clausola decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto a condizione che l'offerente venga a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori.

(2) Per maggiori dettagli, si rinvia alla sezione "Azioni proprie" della Relazione sulla gestione di Eni SpA

Poteri speciali riservati allo Stato (*Golden Share*)

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla legge n. 474 del 1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004.

I poteri speciali sono, in sintesi, i seguenti:

a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario[3]. L'opposizione, debitamente motivata, deve essere espressa quando l'operazione è considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante, sono sospesi. In caso di esercizio del potere di opposizione, attraverso provvedimento debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dall'operazione, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante e dovrà cedere le stesse azioni entro un anno. In caso di mancata ottemperanza, il Tribunale, su richiesta del Ministro dell'economia e delle finanze, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'articolo 2359-*ter* del codice civile;

b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. Ai fini dell'esercizio del potere di opposizione, Consob informa il Ministro dell'Economia e delle Finanze dei patti e degli accordi rilevanti di cui abbia avuto comunicazione, ai sensi del citato art. 122 del Testo Unico della Finanza. Il potere di opposizione deve essere esercitato entro dieci giorni dalla data della comunicazione effettuata da Consob. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale dei soci aderenti al patto sono sospesi. In caso di emanazione del provvedimento di opposizione, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dai suddetti accordi o patti agli interessi vitali dello Stato, gli accordi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in Assemblea dei soci vincolati dal sindacato si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti di cui al citato articolo 122 del Testo Unico della Finanza, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili;

c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifiche dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d);

d) nomina di un Amministratore al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

I provvedimenti di esercizio dei poteri richiamati alle lettere a), b) e c) sono impugnabili entro sessanta giorni dai soggetti legittimati dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio.

Azioni e strumenti finanziari partecipativi di cui alla legge 23 dicembre 2005, n. 266

La legge n. 266 del 2005 (Legge Finanziaria 2006) all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi che attribuiscono all'Assemblea speciale dei relativi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o nuovi strumenti finanziari partecipativi muniti del diritto di voto nell'Assemblea ordinaria e straordinaria. L'inserimento di tale modifica dello statuto comporterebbe il venir meno del limite del possesso azionario di cui al citato art. 6.1 dello statuto. Al momento, tuttavia, lo statuto di Eni non contiene tale previsione.

Accordi significativi che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio del controllo di Eni

Salvo quanto di seguito indicato, Eni e le sue controllate non sono parti di accordi significativi, che siano divulgabili senza arrecare grave pregiudizio per la Società, che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio degli azionisti che attualmente controllano Eni. Sono considerati accordi significativi quelli che sono stati oggetto di esame e approvazione da parte del

(3) Si tratta dei soggetti descritti nell'art. 6.1 dello statuto.

Consiglio di Amministrazione, in quanto rientranti nelle sue competenze riservate, come di seguito indicate.
In particolare gli accordi che rientrano nella fattispecie indicata riguardano: (i) le disposizioni dello Shareholders' Agreement in essere tra Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depòsitos per la gestione congiunta della Galp Energia SGPS SA, che stabiliscono, nel caso di cambio di controllo sulle società partecipanti al patto, la facoltà degli altri partner di acquistare le azioni detenute dalle parti contrattuali nei cui confronti si è verificato il cambio di controllo; (ii) la possibile decadenza della licenza di distribuzione di gas naturale della controllata Distribuidora de Gas Cuyana SA per effetto delle disposizioni dell'art.34 del Titolo VIII della legge 24.076 nei casi in cui la società fosse controllata da un azionista attivo in Argentina, direttamente o tramite controllate, nelle attività di produzione, stoccaggio o distribuzione di gas naturale.

Assemblea e diritti degli azionisti

L'Assemblea degli azionisti è competente a deliberare con le modalità e sugli argomenti previsti dalla legge e dallo statuto, in forma ordinaria e straordinaria. In particolare: l'Assemblea ordinaria nomina e revoca amministratori e sindaci, e approva il bilancio entro centoventi giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale (31 dicembre) mentre l'Assemblea straordinaria delibera sulle modifiche statutarie e sulle operazioni di carattere straordinario, quali aumenti di capitale, fusioni e scissioni.
Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, la convocazione è effettuata mediante avvisi pubblicati, oltre che sulla Gazzetta Ufficiale, anche, ai sensi dell'art. 13 dello statuto, sui quotidiani "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times".
Ai fini dell'intervento in Assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea stessa in prima convocazione da parte di un intermediario finanziario autorizzato. L'avente diritto può – tramite l'intermediario - ritirare la predetta comunicazione, perdendo in tal caso la legittimazione ad intervenire.
Per agevolare la partecipazione azionaria, lo statuto prevede sia il voto per corrispondenza sia specifiche facilitazioni per la raccolta delle deleghe.
Il voto per corrispondenza, esercitato nei termini di legge, può essere revocato mediante dichiarazione espressa, portata a conoscenza della Società almeno il giorno prima dell'Assemblea. Coloro che intendano partecipare all'Assemblea in rappresentanza legale o volontaria di azionisti o di altri aventi diritto devono far pervenire la documentazione comprovante i loro poteri alla funzione competente della Società, con le modalità e nei termini precisati nell'avviso di convocazione.
Inoltre, ai sensi dell'art. 14 dello statuto, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate, parte di associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.
Ai sensi di legge e di statuto, i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono richiedere - salvi gli argomenti la cui proposta sia di competenza del Consiglio o basati su progetti - entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli argomenti proposti.
Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito Internet di Eni. Nel corso delle riunioni assembleari, il Consiglio si adopera per assicurare la più ampia trasparenza per i soci sulle materie trattate, ai quali è riconosciuta la possibilità di chiedere informazioni sulle materie all'ordine del giorno, che vengono rese nel rispetto della disciplina delle informazioni privilegiate.

L'adesione al Codice di autodisciplina di Borsa Italiana e il Codice Eni

Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, coerentemente con analoga decisione assunta il 20 gennaio 2000, Eni ha aderito al nuovo Codice di autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana SpA, nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa") [4].
A tal fine, Eni, sulla base del Codice di Borsa, ha adottato un proprio Codice (di seguito anche "Codice" o "Codice Eni"), con l'obiettivo di recepirne le previsioni, adeguandole alla realtà specifica di Eni, chiarendone alcune ed elevando, al contempo, il livello generale della *governance* della Società.
Il Codice Eni rappresenta, pertanto, in modo chiaro e completo il sistema di *governance* della Società, alla luce del Codice di Borsa.
In particolare, il Codice tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento e pertanto il Codice adegua le disposizioni del Codice di Borsa non coerenti con tale situazione, per evitare confusione

(4) Il Codice di autodisciplina di Borsa cui Eni aderisce è reperibile sul sito di Borsa Italiana SpA, all'indirizzo Internet www.borsaitaliana.it.

negli investitori e negli altri *stakeholder*. Parimenti il Codice tiene conto delle vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando quindi le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Borsa), la separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e la composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

Per maggiore trasparenza e comprensione, il Codice Eni si esprime direttamente in relazione alle diverse opzioni previste dal Codice di Borsa, senza rinviare cioè ad atti successivi (con riferimento, ad esempio, alla scelta di non ridistribuire o modificare le funzioni dei comitati interni del Consiglio, di prevedere un solo preposto al controllo interno, di prevedere che il preposto riferisca anche all'Amministratore Delegato, di non affidare l'Internal Audit a soggetti esterni).

Le previsioni del Codice di Borsa che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza e la definizione degli "stretti familiari".

Sono state infine previste disposizioni che elevano il livello di *governance* proposto dal Codice di Borsa ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività al lavoro svolto;
- è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- è stato previsto che i comitati interni del Consiglio previsti dal Codice Eni (con specifico riferimento al Comitato per il controllo interno ed al Compensation Committee) non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;
- è stato introdotto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse. Al Comitato è stato, inoltre, riconosciuto un ruolo rilevante nell'istruttoria delle operazioni con parti correlate, conformemente ai principi e alle *best practices* in materia;
- per la nomina del preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio non è formulata dal solo Amministratore Delegato, ma d'intesa con il Presidente. Il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 30 ottobre 2008, ha previsto che la proposta avvenga sentito anche il Comitato per il controllo interno e che tali modalità di nomina si applichino anche al responsabile Internal Audit;
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno solo).

Il 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale, su invito del Consiglio di Amministrazione, ha aderito espressamente alle disposizioni che lo riguardano.

A seguito dell'adozione del Codice Eni, il Consiglio di Amministrazione ha altresì assunto alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni del Codice.

In particolare:

- sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo e di sistema di controllo interno;
- sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio, che deve prestare particolare attenzione alle situazioni nelle quali gli amministratori siano portatori di interessi propri o di terzi ed alle operazioni con parti correlate;
- è stato riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci;
- sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica;
- è stato individuato il cumulo massimo agli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società, per assicurare che essi dedichino il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico;
- è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente, per l'Italia, Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli

azionisti degli emittenti. Tale principio è stato successivamente esteso, per effetto dell'evoluzione del quadro regolamentare di riferimento, anche alle società soggette al regime di separazione amministrativa e contabile (c.d. *unbundling*) previsto dalla normativa di settore (oltre a Snam Rete Gas SpA, per l'Italia, Italgas SpA e Stogit SpA).

Sempre ai fini dell'attuazione delle disposizioni del Codice, il Consiglio di Amministrazione, per la prima volta nella riunione del 16 marzo 2007, confermando tale delibera il 30 ottobre 2008, ha nominato, con il parere positivo del Comitato per il controllo interno, il Responsabile Internal Audit quale Preposto al controllo interno di Eni.

Il sistema di governo di Eni è pertanto in linea con le prescrizioni del Codice di Borsa e contiene altresì previsioni migliorative del livello di *corporate governance*.

Il Codice Eni è pubblicato sul sito Internet di Eni **www.eni.it** nella sezione *Corporate Governance*. Il "Commento" contenuto nel Codice di Borsa non è riportato (nella versione riportata sul sito) per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri.

Il Consiglio di Amministrazione

Composizione

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. L'Assemblea ordinaria ne determina il numero entro detti limiti.

Lo statuto prevede che gli azionisti di minoranza possano designare un numero di loro rappresentanti nel Consiglio pari a tre decimi del totale (arrotondando all'intero superiore).

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero degli amministratori, nominando il Consiglio di Amministrazione e il Presidente del Consiglio, in carica per la durata di tre esercizi, e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

Il Consiglio è composto da Roberto Poli (Presidente), Paolo Scaroni, Alberto Clô, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono stati candidati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Alberto Clô, Marco Reboa e Francesco Taranto sono stati candidati dalla lista presentata da investitori istituzionali.

Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e *Governance* della Società, è stato confermato quale Segretario del Consiglio di Amministrazione.

Nomina

Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, in ossequio alle norme contenute nella legge n. 474 del 1994 e comunque in coerenza con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, lo statuto prevede che la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avvenga mediante voto di lista. In particolare, ai sensi dell'art. 17 dello statuto e in virtù delle disposizioni contenute nella legge n. 474 del 1994, hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, sia il Consiglio di Amministrazione. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie. Le liste, in cui sono espressamente individuati i candidati in possesso dei requisiti di indipendenza, sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal Consiglio di Amministrazione) e pubblicate su almeno tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici, secondo quanto previsto dalla legge n. 474 del 1994. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito Internet della società. Tutti i candidati devono possedere altresì i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Unitamente al deposito di ciascuna lista, a pena di inammissibilità della stessa, devono essere depositati il curriculum professionale di ciascun candidato e le dichiarazioni con le quali i medesimi accettano la propria candidatura e attestano l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità, nonché il possesso dei requisiti di onorabilità ed eventuale indipendenza.

A seguito dell'espletamento delle formalità di voto, si procede alla nomina traendo i sette decimi degli amministratori, nell'ordine progressivo con cui sono elencati, dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.

La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.

Per la nomina degli amministratori che non siano stati eletti, per qualsiasi ragione, con la procedura di cui sopra, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge, in modo tale da assicurare comunque che la composizione del Consiglio sia conforme alla legge e allo statuto.

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea,

al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un Amministratore senza diritto di voto. Tale facoltà non è stata esercitata.

Requisiti di indipendenza e onorabilità, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Il Testo Unico della Finanza stabilisce che almeno uno degli amministratori, ovvero due, se il Consiglio è composto da più di sette membri, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate dall'art. 148, comma 3, della stessa norma.

L'articolo 17.3 dello statuto prevede che almeno un Amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a cinque, possiedano i citati requisiti di indipendenza. Tale previsione, migliorativa rispetto a quanto richiesto dal Testo Unico della Finanza, rafforza la presenza degli amministratori indipendenti nel Consiglio. La stessa norma statutaria ha poi previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al sistema di elezione ordinario, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di amministratori indipendenti in Consiglio.

Il Codice Eni prevede ulteriori requisiti di indipendenza degli amministratori conformi a quelli previsti dal Codice di Borsa Italiana.

Il Testo Unico della Finanza, recepito dall'articolo 17.3 dello statuto, prevede che i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione e direzione delle società quotate debbano possedere i requisiti di onorabilità prescritti per i membri degli organi di controllo di società quotate. Agli amministratori è richiesto inoltre il possesso degli ulteriori specifici requisiti in base a norme speciali ad essi applicabili.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, il Consiglio valuta periodicamente l'indipendenza e l'onorabilità degli amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità. Il Codice Eni prevede inoltre che il Collegio Sindacale verifichi la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei propri membri.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, nel caso in cui in capo ad un Amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio dichiara la decadenza dell'Amministratore e provvede alla sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica. Gli amministratori nominati devono comunicare alla Società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o incompatibilità.

Successivamente alla nomina, gli Amministratori hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza e di onorabilità previste dalle norme ad essi applicabili ed il Consiglio ne ha valutato la sussistenza, come previsto dalla regolamentazione vigente e dal Codice Eni .

In ottemperanza, poi, alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, che prevede la valutazione periodica dei requisiti da parte del Consiglio, nella riunione del 26 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha constatato la permanenza dei requisiti di onorabilità da parte di tutti gli Amministratori, e ha ritenuto che gli amministratori non esecutivi Clô, Colombo, Marchioni, Reboa, Resca, Scibetta e Taranto siano indipendenti ai sensi di legge e di statuto, nonché ai sensi del Codice Eni[5]. Il Consigliere Clô è stato confermato quale indipendente, anche ai sensi del Codice Eni, pur ricoprendo la carica da più di nove anni, in quanto designato dagli azionisti di minoranza (segnatamente da investitori istituzionali) e in considerazione delle riconosciute qualità professionali e dell'indipendenza di giudizio.

Il Collegio Sindacale ha sempre verificato, da ultimo nella riunione del 3 marzo 2009, la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei suoi componenti.

Non è stato nominato un *lead independent director* in considerazione della distinzione del ruolo di Amministratore Delegato rispetto a quello di Presidente.

L'esito delle valutazioni del Consiglio è reso in modo schematico nelle tabelle allegate.

Orientamento del Consiglio sul cumulo massimo di incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società

Con delibera 11 giugno 2008 (confermando l'orientamento del precedente Consiglio), come richiesto dal Codice Eni, il Consiglio ha definito i criteri generali circa il numero massimo di incarichi di amministrazione e controllo in altre società, compatibile con un efficace svolgimento del ruolo di amministratore di Eni:

- un Amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: i) la carica di Consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria, bancaria o assicurativa o con un patrimonio netto superiore a 10 miliardi di euro e ii) la carica di Consigliere non esecu-

(5) Pur essendo il Presidente del Consiglio un amministratore non esecutivo, non può essere dichiarato indipendente in ossequio alla più stretta interpretazione dei requisiti del Codice di Borsa Italiana, trattandosi di esponente di rilievo della società (Criterio Applicativo 3.C.2).

tivo o Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;
- un Amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: i) la carica di Consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero ii) la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite di cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.

Nel caso di superamento dei limiti indicati, gli amministratori informano tempestivamente il Consiglio, il quale valuta la situazione alla luce dell'interesse della Società e invita l'Amministratore ad assumere le conseguenti decisioni. In ogni caso, prima di assumere un incarico di Amministratore o di Sindaco (o membro di altro organo di controllo) in altra società non partecipata o controllata, direttamente o indirettamente, da Eni, l'Amministratore esecutivo informa il Consiglio di Amministrazione, che ne valuta la compatibilità con le funzioni attribuite all'Amministratore esecutivo e con l'interesse di Eni. La disciplina riferita all'Amministratore esecutivo si applica anche ai Direttori Generali.

La delibera del Consiglio è disponibile sul sito della Società **www.eni.it**, nella sezione Corporate Governance.

Sulla base delle informazioni fornite, successivamente alla nomina e nella riunione del 26 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha verificato che gli amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi [6].

Altri incarichi dei consiglieri

Sulla base delle comunicazioni ricevute, rese in base alle previsioni del Codice Eni, sono indicati di seguito gli incarichi quali componenti di organi di amministrazione e controllo ricoperti dagli amministratori in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative, in società di rilevanti dimensioni o in altre società comunque rilevanti. Il *curriculum* personale e professionale degli amministratori è disponibile sul sito Internet di Eni.

Nelle tabelle allegate è altresì riportato il numero di altri incarichi rilevanti ricoperti da ciascun Amministratore.

ROBERTO POLI
Presidente della Poli e Associati, Consigliere di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA, Coesia SpA, Maire Tecnimont SpA, Perennius Capital Partners SGR SpA.

PAOLO SCARONI
Consigliere di Assicurazioni Generali SpA, LSEG plc (London Stock Exchange Group), Veolia Environment SA.

ALBERTO CLÔ
Consigliere di Atlantia SpA, Italcementi SpA, De Longhi SpA.

PAOLO ANDREA COLOMBO
Consigliere di Mediaset SpA, Interbanca SpA, Ceresio Sim e Versace SpA, Sindaco di Aviva Vita SpA, Sirti SpA, A. Moratti S.a.p.a., Humanitas Mirasole SpA, Credit Agricole Assicurazioni Italia SpA.

PAOLO MARCHIONI
Consigliere di Consip SpA, fino al giugno 2008.

MARCO REBOA
Consigliere di Interpump Group SpA, Presidente del Collegio sindacale di Luxottica Group SpA e di Mediobanca SpA; Sindaco di Gruppo Lactalis Italia SpA e di Egidio Galbani SpA.

MARIO RESCA
Presidente di Finbieticola SpA e di Confimprese, Vice Presidente di McDonald's Development Italia Inc., Consigliere di Mondadori SpA, Finance Leasing SpA, ARFIN SpA.

PIERLUIGI SCIBETTA
Consigliere di Gestore del Mercato Elettrico SpA.

FRANCESCO TARANTO
Consigliere di Banca Carige SpA, Cassa di Risparmio di Firenze, Pioneer Global Asset Management SpA (Gruppo Unicredito), Kedrios SpA e Alto Partners SGR.

Ruolo

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società in relazione all'oggetto sociale.

Con delibera 11 giugno 2008, il Consiglio ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni [7], affidandogli i più ampi poteri di amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e riservandosi in esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge. Tali poteri specificano il ruolo definito per l'organo di gestione dal Codice Eni.

(6) Con riferimento al Consiglio di Amministrazione precedentemente in carica, la verifica era stata effettuata il 15 febbraio 2008.
(7) Paolo Scaroni è stato nominato Amministratore Delegato della società per la prima volta il 1° giugno 2005.

Più dettagliatamente, il Consiglio:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
2. Istituisce i comitati interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.
4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, ivi compreso il sistema di controllo interno, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
5. Definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società. Esamina e approva il piano degli interventi *non profit* della Società e approva gli interventi non inclusi nel piano di importo superiore a 500.000 euro.
7. Esamina e approva i *budget* annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
8. Esamina e approva la relazione finanziaria semestrale e i resoconti intermedi di gestione della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di Sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.
9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio. In particolare riceve un'informativa semestrale, con le relative motivazioni, delle modifiche intervenute nelle operazioni di investimento, già approvate dal Consiglio, di cui al punto 12, lettere b) e c), sulla base dei criteri stabiliti dal Consiglio stesso.
10. Riceve dai comitati interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale.
11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di budget.
12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate e delle società soggette alla disciplina dell'*unbundling*, il Consiglio ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale. E' fatto salvo, in ogni caso, il rispetto degli obblighi di riservatezza relativi ai rapporti commerciali intercorrenti fra la società controllata ed Eni o terzi, per la tutela dell'interesse della controllata.

Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:

a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda, titoli minerari e immobili, conferimenti, fusioni, scissioni e liquidazioni di società, di valore superiore a 100 milioni di euro, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello statuto;
b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore a 300 milioni di euro, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore E&P in nuovi Paesi;
d) compravendita di beni e servizi, diversi da quelli destinati a investimenti, ad un prezzo complessivo superiore a un miliardo di euro, ovvero di durata superiore a 20 anni, ovvero contratti di fornitura gas di almeno

tre miliardi di metri cubi annui e durata decennale;

e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: i) di ammontare superiore a 200 milioni di euro, se in misura proporzionale alla quota di partecipazione ovvero ii) di qualunque importo, se a favore di società non partecipate o se in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;

f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: i) di importo superiore a 200 milioni di euro, se nell'interesse della Società o di società controllate ovvero nell'interesse di società partecipate non controllate purché la garanzia sia proporzionale alla quota di partecipazione ovvero ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate, e la garanzia non è proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto i), di importo compreso tra 100 e 200 milioni di euro, il Consiglio conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente.

13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri. Nel caso di nomina dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale, la proposta è del Presidente.
14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, e vigila affinché il dirigente disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti dalla legge, nonché sul rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte da detto dirigente.
15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, un preposto al controllo interno e il responsabile Internal Audit, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società, e approva le linee di indirizzo dell'attività del Preposto e dell'Internal Audit.
16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.
17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di autodisciplina di competenza dell'Assemblea.
19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza o delicatezza.

Ai sensi dell'articolo 23.2 dello statuto, il Consiglio delibera altresì: sulle operazioni di fusione per incorporazione e di scissione proporzionale di società partecipate almeno al 90%; sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie; sull'adeguamento dello statuto alle disposizioni normative.

Il Consiglio può, inoltre, nel corso dell'esercizio, deliberare la distribuzione agli azionisti acconti sul dividendo, come consentito dall'art. 29.3 dello statuto.

Il Consiglio, nella riunione del 30 giugno 2008, ha attribuito al Presidente, Roberto Poli, deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24.1 dello statuto.

Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008, il Consiglio ha individuato Saipem SpA, Snam Rete Gas SpA, Eni International BV e Polimeri Europa SpA quali società controllate aventi rilevanza strategica, ai fini dell'approvazione delle operazioni di cui al punto 12 dei menzionati poteri.

Nella riunione del 22 gennaio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle controllate aventi rilevanza strategica e del Gruppo. Nella stessa riunione il Consiglio, ai sensi dell'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, ha altresì valutato come adeguati i poteri e i mezzi attribuiti al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti.

Nella riunione del 12 febbraio 2009, il Consiglio, con il parere del Comitato per il controllo interno, ha approvato le Linee Guida sulle operazioni con interessi degli amministratori (e dei sindaci) e con parti correlate, tenendo conto dei più recenti principi in materia[8].

Nella riunione del 13 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato, efficace e effettivamente funzionante il sistema di controllo interno della Società. Nella stessa riunione, il Consiglio ha altresì verificato, ai sensi dell'art. 154-*bis* del Testo Unico della

(8) Per maggiori dettagli si rinvia al Paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

Finanza, il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari. Nella riunione del 26 febbraio 2009, il Consiglio ha provveduto all'autovalutazione relativa alla propria composizione e funzionamento[9].

Riunioni e funzionamento

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del giorno 11 giugno 2008, ha approvato un regolamento che definisce le modalità di convocazione e svolgimento delle proprie riunioni. In particolare, il Consiglio è convocato dal Presidente che, di concerto con l'Amministratore Delegato, definisce l'ordine del giorno e lo invia agli amministratori, ai sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo finanziario di Eni, almeno cinque giorni prima di quello fissato per la riunione[10]. Nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 12 ore prima dell'ora fissata per la riunione. Congiuntamente all'ordine del giorno, è di regola messa a disposizione degli amministratori, dei sindaci effettivi e del Magistrato della Corte dei conti la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno, con l'eccezione delle informazioni *price-sensitive* che non sono oggetto di preventiva comunicazione.

Alle riunioni consiliari sono invitati, di regola, i *manager* della Società e delle sue controllate, per fornire informazioni sulle specifiche materie all'ordine del giorno. Lo statuto consente, inoltre, che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza.

In base a quanto previsto dall'art. 2391 del codice civile e dal Codice Eni, prima della trattazione di ciascun punto all'ordine del giorno della riunione consiliare, ciascun amministratore è tenuto a segnalare eventuali interessi, per conto proprio o di terzi, di cui sia portatore in relazione alle materie o questioni da trattare, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata. Le operazioni in cui un amministratore ha un interesse o è parte correlata sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate il 12 febbraio 2009 dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno.

Nel corso del 2008, il Consiglio di Amministrazione si è riunito 19 volte (di cui 15 riunioni ordinarie e 4 straordinarie) con una durata media di 2 ore e 40 minuti circa. Nel 2008, ha partecipato alle riunioni consiliari in media il 98,66% degli amministratori e il 98,54% degli amministratori indipendenti; relativamente al mandato in essere, ha partecipato alle riunioni consiliari il 98% degli amministratori ed il 98% degli amministratori indipendenti. Nell'esercizio in corso, alla data del 13 marzo 2009, si sono tenute 4 riunioni, inclusa quella tenutasi in pari data. Entro la fine dell'esercizio sono previste altre 12 riunioni.

È data preventiva notizia al pubblico, usualmente entro la chiusura dell'esercizio, delle date delle riunioni del Consiglio di Amministrazione per l'esame del preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali previste dalla normativa vigente, nonché per la determinazione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e la formulazione all'Assemblea della proposta del dividendo a saldo, corredate delle relative date di messa in pagamento e di stacco cedola. Il calendario finanziario è disponibile sul sito Internet di Eni.

Il Codice Eni rimette agli amministratori indipendenti la decisione sull'opportunità di riunirsi in assenza degli altri amministratori: tale facoltà è stata esercitata in occasione della riunione del Consiglio del 22 gennaio 2009.

Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di appartenenza.

Autovalutazione

In linea con le *best practices* internazionali, come previsto dal Codice Eni, conformemente alle previsioni del Codice di Borsa, il Consiglio ha dato corso, per il terzo anno consecutivo, al programma di autovalutazione sulla composizione e sulle attività del Consiglio di Amministrazione e dei comitati consiliari.

Il Consiglio di Amministrazione in carica ha effettuato la prima valutazione sulla propria dimensione, composizione e funzionamento, avvalendosi, come disposto dal Codice Eni al fine di assicurare la massima oggettività, dell'assistenza di un consulente esterno specializzato - la società Egon Zehnder - cui era già stato conferito analogo incarico nel 2006 e 2007, per garantire la continuità e l'omogeneità delle analisi compiute.

Il lavoro di Egon Zehnder ha riguardato: (i) la dimensione e composizione, il livello di funzionamento e di efficienza del Consiglio; (ii) l'identificazione degli elementi che possono impedire o migliorare la funzionalità ed efficacia del Consiglio; (iii) l'efficienza delle azioni migliorative intraprese a seguito della precedente *board review* e del relativo livello di soddisfazione degli amministratori; (iv) la corrispondenza dell'efficienza del Consiglio di Eni con le principali realtà aziendali italiane, attraverso un'analisi di *benchmarking*.

Il lavoro del consulente è stato condotto attraverso l'invio di un questionario seguito da approfondite interviste

(9) Per maggiori dettagli, si rinvia al Paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.
(10) Per maggiori dettagli, si rinvia al Paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

individuali con i singoli consiglieri e i risultati sono stati presentati al Consiglio, che li ha discussi e confermati nella riunione del 26 febbraio 2009, con una valutazione complessivamente positiva.
Il Consiglio ha infatti confermato gli elementi positivi e le aree di eccellenza già evidenziate negli anni scorsi e in particolare: (i) l'efficiente dimensione dell'organo consiliare; (ii) la trasparenza nell'esposizione degli argomenti in Consiglio; (iii) il soddisfacente livello nella quantità e qualità delle informazioni ricevute; (iv) l'ottimo rapporto con l'alta dirigenza e la disponibilità di questa a fornire tutti gli approfondimenti richiesti; (v) il proficuo e accurato lavoro svolto dai comitati, con particolare riguardo al Comitato per il controllo interno; il Consiglio ha altresì espresso apprezzamento per il nuovo *Oil-Gas Energy Committee*.
I consiglieri indipendenti hanno manifestato interesse e disponibilità a fornire al Vertice esecutivo un supporto ancora più costruttivo e dialettico. Hanno quindi avviato, come anche suggerito dal Codice di Autodisciplina, riunioni volte a tale finalità.

Formazione del Consiglio di Amministrazione
In linea con le previsioni del Codice Eni sull'efficace e consapevole svolgimento del proprio ruolo da parte di ciascun amministratore, Eni ha predisposto, per il Consiglio in carica, un piano di formazione (c.d. "*induction*") che permettesse ai nuovi amministratori di acquisire una puntuale conoscenza dell'attività e dell'organizzazione della Società, del settore di riferimento e del ruolo da svolgere in relazione alle specificità di Eni. Il programma, che ha coinvolto anche i nuovi membri del Collegio Sindacale, ed al quale sono stati comunque invitati a prender parte anche gli altri componenti dei due organi, ha avuto inizio il 30 giugno 2008 e si è svolto attraverso l'articolazione di un ciclo di incontri dedicati all'approfondimento delle tematiche individuate, attraverso il coinvolgimento del *top management* aziendale e la partecipazione di relatori esterni di riconosciuta professionalità. Gli incontri hanno riguardato: (i) responsabilità, obblighi, poteri, composizione e funzionamento del Consiglio di Amministrazione; (ii) il mercato ed il settore di riferimento; (iii) l'organizzazione; (iv) il business del Gruppo; (v) la gestione aziendale; (vi) la sostenibilità e l'etica della gestione d'impresa; (vii) l'innovazione tecnologica. Specifiche sessioni saranno dedicate ai componenti dei comitati interni del Consiglio di Amministrazione.
Oltre al programma di *induction* è comunque previsto che tutti gli amministratori siano coinvolti in periodiche iniziative e programmi di aggiornamento, come parte di una formazione continua. In tale contesto è, ad esempio, previsto che le riunioni consiliari si possano tenere in luoghi diversi dalle sedi sociali, anche all'estero, al fine di accrescere la conoscenza dell'operatività aziendale.

Compensi
I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale.
Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2005, il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli amministratori (115.000 euro). L'Assemblea ha deliberato inoltre un compenso variabile per il Presidente e per gli altri amministratori; l'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli Amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni nel 2007 si è collocata al settimo posto.
Nella riunione del giorno 11 giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2006, un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. Per i Presidenti dei comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli altri componenti il compenso annuo è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro.
La struttura della remunerazione del Presidente è costituita da una parte fissa e una parte variabile. La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche[11], è costituita da una parte fissa, una parte variabile e un'incentivazione di lungo termine.
La remunerazione fissa del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stabilita in relazione alle deleghe

(11) Dirigenti che insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società.

loro conferite. La retribuzione fissa dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori oil, industria e servizi) e con adeguamenti per merito (continuità della performance individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità).

La remunerazione variabile è erogata annualmente in forma monetaria ed è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) e individuali (delle singole aree di business o funzionali) stabiliti per l'esercizio precedente.

La remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata sulla base degli obiettivi aziendali. La remunerazione variabile erogata nell'anno 2008 è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2007 approvati dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, in coerenza con il piano strategico e il *budget* annuale in termini di Flusso di Cassa Netto da Attività di Esercizio (peso 30%), Performance Operativa delle Divisioni (peso 30%), Progetti Strategici (peso 20%) ed Efficienza Corporate (peso 20%). I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 14 marzo 2008, e hanno condotto alla determinazione della remunerazione variabile in misura del 115% del livello base, nell'intervallo tra il minimo (85%) e il massimo (130%) dell'erogazione prevista.

Nel marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del *Compensation Committee*, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine per i dirigenti di Eni e delle società controllate non quotate, al fine di dare maggiore sostegno alla motivazione e alla fidelizzazione del *management* e di stabilire una più stretta connessione tra obiettivi, performance realizzate e incentivazione. Il nuovo sistema, in applicazione nel triennio 2006-2008, è composto da un piano di incentivazione monetaria differita focalizzato sulla crescita del business e sull'efficienza operativa, che ha sostituito il precedente piano di *stock grant*, e da un piano di *stock option* focalizzato sul ritorno per l'azionista. Tale struttura è stata definita con l'intento di bilanciare le componenti monetarie e azionarie del pacchetto retributivo, nonché di integrare nel lungo termine la performance economico-operativa con quella di borsa. L'incentivo monetario differito attribuito dal 2008 potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. *budget*, a scenario costante) definiti per il triennio 2008-2010. Le *stock option* assegnate nel 2008 potranno essere esercitate dopo tre anni in quantità connessa al posizionamento del *Total Shareholder Return* – TSR[12] del titolo Eni rispetto a quello delle principali compagnie petrolifere internazionali, calcolato su base annua nel triennio 2008-2010. Al compimento di ciascun triennio di attuazione, i risultati dei piani di incentivazione di lungo termine saranno verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione. L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale della Società, partecipa ad entrambi i piani.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha confermato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci già autorizzata dall'Assemblea del 25 maggio 2006. Nell'anno 2008 la struttura della remunerazione è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	69%	30%	42%	41%
Remunerazione varibile (connessa a risultati)	31%	27%	21%	29%
Incentivazione di lungo termine (connessa a risultati) *		43%	37%	30 %
Totale	100%	100%	100%	100%

(*) Valorizzazione dell'incentivo monetario differito (attualizzato) e delle *stock option* (*fair value*) nell'ipotesi dei risultati *target*.

(12) Il TSR misura il rendimento di un'azione in un periodo, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio periodo e la quotazione di fine periodo) sia degli eventuali dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

In applicazione delle disposizioni Consob, nel Capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio di Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) la partecipazione ai piani di *stock grant* e di *stock option* dei componenti dell'organo di amministrazione, dei Direttori Generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iv) le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai Direttori Generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche; (v) le indennità di fine rapporto degli amministratori[13].

Comitati del Consiglio

Il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati, due dei quali previsti dal Codice di Autodisciplina, con funzioni consultive e propositive: a) il Comitato per il controllo interno, b) il *Compensation Committee* e c) l'*Oil-Gas Energy Commitee*. La composizione, i compiti ed il funzionamento dei comitati sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.
I comitati previsti dal Codice (Comitato per il controllo interno e *Compensation Committee*) sono composti da non meno di tre membri e comunque in numero inferiore alla maggioranza dei membri del Consiglio. Tutti i comitati devono essere composti da amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti.
Nello svolgimento delle proprie funzioni i comitati hanno la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei loro compiti, dispongono di risorse finanziarie adeguate e della facoltà di avvalersi di consulenti esterni nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione. Alle riunioni dei comitati possono partecipare anche soggetti che non ne siano membri, su espresso invito e con riferimento a singoli punti dell'ordine del giorno. Ai lavori del Comitato per il controllo interno partecipa il Presidente del Collegio Sindacale o un Sindaco effettivo da questi designati. Le riunioni dei comitati sono verbalizzate a cura dei rispettivi Segretari.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008 sono stati nominati componenti dei comitati i seguenti amministratori non esecutivi, tutti indipendenti:

- Comitato per il controllo interno: Marco Reboa (Presidente), Francesco Taranto, Pierluigi Scibetta e Paolo Marchioni;
- *Compensation Committee*: Mario Resca (Presidente), Francesco Taranto, Alberto Clô e Paolo Andrea Colombo;
- *Oil-Gas Energy Commitee* (OGEC): Alberto Clô (Presidente), Marco Reboa, Mario Resca, Paolo Andrea Colombo e Pierluigi Scibetta.

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede che il Consiglio di Amministrazione valuti se costituire un Comitato per le nomine soprattutto nei casi in cui il Consiglio stesso rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa. Il Comitato non è mai stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della Società, nonché della circostanza che, ai sensi di legge e statuto, gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato[14], nel corso del 2008, si è riunito 18 volte, con la partecipazione media del 92% dei suoi componenti ed ha esaminato i seguenti principali argomenti:

(i) il consuntivo delle attività 2007 ed il piano integrato di audit 2008 dell'Internal Audit di Eni e i relativi stati di avanzamento periodici;
(ii) il consuntivo delle attività del 2007 e il piano per il 2008 delle Funzioni Internal Audit delle controllate Saipem e Stogit;
(iii) le risultanze degli interventi di audit programmati e non programmati emessi dalla Direzione Internal Audit di Eni, nonché gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione delle azioni correttive programmate dalle linee operative per il superamento dei rilievi riscontrati in corso di audit, con approfondimenti su alcune tematiche specifiche;
(iv) le risultanze di verifiche svolte dall'Internal Audit di Eni a fronte di specifiche richieste degli Organi di Controllo;
(v) i report periodici sulle segnalazioni ricevute;
(vi) la relazione sul sistema di controllo interno Eni redatta dal Preposto ed il rispetto dei requisiti di indipendenza previsti per tale figura aziendale;
(vii) l'ipotesi evolutiva del ruolo, dei compiti e delle responsabilità del Preposto al Controllo Interno e dell'Internal Audit di Eni e le linee di indirizzo del Consiglio di Amministrazione Eni in tema di attività di Internal Audit;

(13) Tale informazione è resa anche ai sensi dell'art. 123-bis del Testo Unico della Finanza.
(14) Per un maggiore dettaglio dei compiti del Comitato per il controllo interno, si veda il Paragrafo "Sistema di controllo interno" della Relazione.

(viii) l'aggiornamento del Manuale Operativo delle attività di Internal Audit di Eni;

(ix) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti;

(x) le informative in merito agli sviluppi di alcuni contenziosi in essere;

(xi) le connotazioni essenziali dei bilanci di esercizio e consolidati al 31 dicembre 2007, incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative di Eni e delle principali società controllate nonché i Presidenti o altri componenti del Collegio Sindacale di ciascuna società e i partner della società di revisione incaricata di esprimere il giudizio sui singoli bilanci; la rappresentazione nel bilancio di specifiche operazioni; la bozza di relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2008 redatta secondo la direttiva "*Transparency*" e la relativa lettera della società di revisione sulla conformità della relazione semestrale consolidata al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34);

(xii) le procedure ed i sistemi adottati per la valutazione, classificazione e reporting delle Riserve Petrolifere;

(xiii) gli aspetti principali del Form 20-F, l'informativa sullo stato di attuazione delle attività SOA e l'aggiornamento sul Programma Antifrode 2008;

(xiv) le relazioni del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'assetto amministrativo contabile e la relazione sul sistema di controllo dell'informativa societaria;

(xv) il piano di attuazione artt. 36 e segg. del Regolamento Mercati Consob;

(xvi) il capitolo sul Sistema di controllo interno da inserire nella Relazione sul Governo Societario del Bilancio 2007;

(xvii) le linee guida in materia di revisione dei bilanci, il rapporto sulle relazioni delle società di revisione sui bilanci dell'esercizio 2007, l'approccio e la strategia di revisione per gli anni 2007 e 2008;

(xviii) l'aggiornamento del Modello 231 di Eni e l'informativa periodica sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza della Società, incontrando a tal fine anche i componenti dell'Organismo stesso, come previsto dal nuovo Modello 231 approvato dal CdA Eni nel marzo 2008;

(xix) l'aggiornamento delle linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari;

(xx) l'informativa sulla Circolare n. 330 del 14.10.2008 "Disciplina dei processi di approvvigionamento di lavori, beni e servizi" (Testo Unico degli Approvvigionamenti), i principali aspetti del progetto di *business process reingeneering* (BPR) riguardante le attività di approvvigionamento del Gruppo e l'aggiornamento delle procedure di riqualifica fornitori a seguito di acclarata commissione di illeciti;

(xxi) il *report* periodico sulle azioni disciplinari per comportamenti illeciti dei dipendenti ai sensi della Circolare n. 301 del 14 dicembre 2007;

(xxii) l'informativa sulla Circolare n. 305 del 20.12.2007 inerente la "Diffusione e recepimento degli strumenti normativi";

(xxiii) la bozza di relazione degli amministratori ai sensi dell'art. 2433-*bis* c.c. sull'acconto dividendo dell'esercizio 2008;

(xxiv) l'informativa sui programmi di sviluppo delle attività della società Eni Trading & Shipping SpA;

(xxv) i flussi logico-operativi che caratterizzano le attività di comunicazione di Gruppo.

Compensation Committee

Il Comitato, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria; (ii) criteri generali per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) obiettivi e risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee*, nel corso del 2008, si è riunito 4 volte, con la partecipazione del 100% dei suoi componenti e in particolare ha formulato al Consiglio le proposte riguardanti: (i) i risultati Eni 2007 e gli obiettivi Eni 2008 ai fini dei piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (ii) la remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato sulla base dei risultati dell'anno 2007; (iii) il posizionamento retributivo dei dirigenti con responsabilità strategica e i criteri della politica retributiva annuale; (iv) il trattamento economico e normativo da attribuire all'Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni, nonché la remunerazione per le deleghe da attribuire al Presidente; (v) l'attuazione 2008 dei piani di incentivazione di lungo termine e le relative attribuzioni in favore dell'Amministratore Delegato.

Oil - Gas Energy Committee

Il Comitato ha il compito di monitorare l'evoluzione e gli scenari dei mercati energetici internazionali e, in particolare, di analizzare – anche su base comparativa – le dinamiche del contesto competitivo caratterizzanti le diverse fonti di energia – incluse quelle alternative – nonché il posizionamento, le *performance* e i modelli di *business* dei principali operatori presenti nei settori di interesse Eni. L'OGEC ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione, specie in relazione alla elaborazione dei Piani Strategici del Gruppo e alla verifica della coerenza delle linee di azione adottate nei Piani pluriennali.

L'OGEC si è riunito 7 volte nel corso 2008, con una partecipazione media del 91% dei suoi componenti. Alle riunioni vengono altresì invitati tutti gli altri amministratori interessati.

Il primo ambito di analisi del Comitato ha riguardato le riserve di idrocarburi – questione cruciale per l'industria *oil&gas* – attraverso una disamina della loro condizione a livello mondiale, gli investimenti dell'industria e le *performance* dei concorrenti, nonché la situazione e i progetti di Eni. Successivamente è stato affrontato il tema della concorrenza nell'industria *oil&gas*, con un approfondimento sui settori di Esplorazione & Produzione e Gas & Power. Nelle riunioni tenute nell'ultimo trimestre, l'OGEC ha focalizzato l'attenzione sulle prospettive dei mercati energetici – con particolare riguardo a quello petrolifero mondiale e al settore del gas in Europa e in Italia – alla luce del clima di pesante incertezza conseguente l'attuale crisi economico-finanziaria mondiale e la recente approvazione della nuova Politica Energetica Europea, valutandone le possibili ripercussioni sul Piano Strategico Eni.

Direttori Generali delle Divisioni

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali, definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali sulla base di dichiarazioni effettuate dai Direttori stessi; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica.

I Direttori Generali devono altresì rispettare quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi, con riferimento alla disciplina prevista per l'Amministratore Delegato.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni:

- Claudio Descalzi, Direttore Generale della Divisione Exploration & Production[15];
- Domenico Dispenza, Direttore Generale della Divisione Gas & Power;
- Angelo Caridi, Direttore Generale della Divisione Refining & Marketing.

Nella riunione del 26 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti.

Il Collegio Sindacale

Compiti

Il Collegio Sindacale, ai sensi del Testo Unico della Finanza, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dello statuto; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iii) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Borsa cui la Società si attiene; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi informativi previsti dalla legge.

Ai sensi del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore. Ai sensi del Codice Eni, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. L'esito dell'attività di vigilanza svolta è riportato nella Relazione predisposta ai sensi dell'art. 153 del Testo unico della finanza ed allegata alla documentazione di bilancio.

Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla Stock Exchange Commission (SEC) agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal

(15) Claudio Descalzi è stato nominato con delibera del 30 luglio 2008, subentrando al precedente Direttore Stefano Cao.

Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni ad esso attribuite ai sensi della citata normativa statunitense[16]; il testo del regolamento è disponibile sul sito Internet di Eni.

Composizione e nomina

Secondo le previsioni di legge, il Collegio Sindacale si compone di un numero di membri effettivi non inferiore a tre e di supplenti non inferiore a due.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato.

Analogamente a quanto previsto per il Consiglio di Amministrazione e conformemente alle disposizioni applicabili, lo statuto prevede che i sindaci siano nominati mediante voto di lista in cui i candidati sono elencati in numero progressivo; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza. In particolare, hanno diritto di presentare liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie.

Eni applica le norme speciali previste dalla legge n. 474 del 1994 con riferimento alla modalità e ai tempi di presentazione e deposito delle liste, parzialmente differenti da quanto prescritto dal Regolamento Emittenti Consob. Eni, tuttavia, al fine di favorire la massima trasparenza al processo di elezione, ha fatto proprie quelle disposizioni dettate da Consob non presenti nella norma speciale, applicandole volontariamente e prevedendolo espressamente in statuto (art. 28).

Le liste sono corredate dalle informazioni relative al socio o ai soci che presentano la lista, dalle dichiarazioni, rese da ciascun candidato, attestanti il possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza normativamente prescritti, nonché dal relativo curriculum personale e professionale.

Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e pubblicate su tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito Internet della Società.

La procedura di nomina avviene secondo le modalità già descritte con riferimento al Consiglio di Amministrazione.

La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale. In caso di sostituzione di un sindaco tratto dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista; in caso di sostituzione di un sindaco tratto dalle altre liste, subentra il sindaco supplente tratto da tali liste.

Ai sensi dell'art. 28.2 dello statuto, conformemente alle prescrizioni del Testo Unico della Finanza, l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010: Ugo Marinelli, Presidente, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Pietro Alberico Mazzola, sindaci supplenti. L'Assemblea ha determinato altresì il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione di sindaco.

Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Francesco Bilotti sono stati candidati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze; Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Pietro Alberico Mazzola sono stati candidati da investitori istituzionali.

Il *curriculum* personale e professionale dei sindaci è disponibile sul sito Internet di Eni, nella sezione *Corporate Governance*.

Professionalità, onorabilità e indipendenza, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Come ribadito dal Codice Eni, i sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati.

Ai sensi del Testo Unico della Finanza, i sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità stabiliti con regolamento del Ministro della Giustizia.

Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello statuto, precisa, come richiede il citato regolamento ministeriale, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze (di almeno un triennio) professionali o di insegnamento nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale,

(16) Il Regolamento è stato modificato il 30 marzo 2007 per tenere conto delle innovazioni introdotte dal D.Lgs. 303/2006 all'art. 159, comma 1, del Testo Unico della Finanza e dal Codice Eni, nonché per adeguare i riferimenti alle variazioni organizzative intervenute rispetto al 15 giugno 2005, quando venne approvato il precedente regolamento.

ovvero anche attraverso l'esercizio (sempre per almeno un triennio) di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico.
I sindaci in carica sono inoltre tutti iscritti nel registro dei revisori contabili.
In base alle disposizioni statutarie, fino all'efficacia delle disposizioni Consob in materia, non potevano assumere la carica di sindaco coloro che già erano sindaci effettivi, componenti del consiglio di sorveglianza o del comitato per il controllo sulla gestione in almeno cinque società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllate da Eni. A tal fine, al momento della nomina, anche in ottemperanza alle disposizioni di legge, i sindaci hanno reso noti i propri incarichi e, successivamente, il Collegio Sindacale ha verificato il rispetto delle disposizioni statutarie sul limite al cumulo degli incarichi da parte dei propri componenti.
Dal 30 giugno 2008, anche in base alle disposizioni statutarie, i sindaci possono assumere incarichi di componente di organi di amministrazione e controllo in altre società nei limiti fissati da Consob con proprio regolamento. La prima comunicazione annuale a Consob sul rispetto dei citati limiti è stata effettuata da ciascun sindaco nel settembre 2008.
I sindaci hanno conseguentemente effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previste dalle norme ad essi applicabili. In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, volte ad assicurare il possesso da parte dei sindaci dei requisiti di indipendenza, successivamente alla loro nomina, anche in base ai criteri previsti dal Codice medesimo con riferimento agli amministratori, il Collegio Sindacale ha verificato, nella riunione del 21 gennaio 2009, che i suoi componenti posseggono tutti i citati requisiti (indipendenza, onorabilità e professionalità) ed il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 26 febbraio 2009, ha effettuato le verifiche ad esso rimesse.

Altri incarichi dei sindaci
Sulla base delle comunicazioni ricevute, si rappresenta quanto segue[17]:

UGO MARINELLI
Presidente del Collegio Sindacale di Energie Rinnovabili SpA e della controllata S.E.R. 1 SpA

ROBERTO FERRANTI
Sindaco effettivo di Sogei SpA

LUIGI MANDOLESI
Presidente del Collegio Sindacale di Procter & Gamble Holding S.r.l. ed Edf EN Italia SpA

TIZIANO ONESTI
Presidente del Collegio Sindacale di Gruppo Editoriale L'Espresso SpA, Finegil Editoriale SpA, PM & Partners SpA SGR; Sindaco effettivo di Euler Hermes Siac SpA, Ford Italia SpA, Mazda Italia SpA

GIORGIO SILVA
Presidente del Collegio sindacale di Hewlett Packard Italiana S.r.l.; Sindaco effettivo di Alitalia SpA, Air One SpA, Luxottica SpA, RCS Mediagroup SpA e SIA/SSB SpA

Riunioni e funzionamento
Ai sindaci è fornita, contemporaneamente agli amministratori, la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno del Consiglio ed è resa informativa dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato, con periodicità almeno trimestrale e comunque in occasione delle riunioni del Consiglio stesso, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle società controllate, ai sensi dell'art. 23.3 dello statuto.
In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, i sindaci danno notizia al Consiglio di Amministrazione e agli altri sindaci di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società. Le operazioni nelle quali i sindaci hanno un interesse o sono parti correlate sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi di amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno il 12 febbraio 2009.
Il Collegio Sindacale può riunirsi anche per video o teleconferenza.
Il Collegio Sindacale nel corso del 2008 si è riunito 22 volte, di cui 12 volte con riferimento al mandato in essere. La durata media delle riunioni è stata di 3 ore e 30 minuti circa. Nel 2008, ha partecipato alle riunioni del Collegio in media il 95% dei sindaci e alle riunioni consiliari in media il 93% dei sindaci; relativamente al mandato in essere, è stata riscontrata una partecipazione media del 98,4% alle riunioni del Collegio e del 92,8 % alle riunioni consiliari.
Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco alle riunioni del Collegio Sindacale e del Consiglio di Amministrazione.

(17) Per un maggior dettaglio, si rinvia all'elenco delle cariche allegato alla Relazione del Collegio Sindacale redatta ai sensi dell'art. 153 del Testo Unico della Finanza.

Il sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno è l'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati. Un efficace sistema di controllo interno contribuisce a garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti[18].

Il sistema è sottoposto nel tempo a verifica ed aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività sociale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, anche in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.

Ogni specifica articolazione di tale sistema risulta integrata dalle previsioni del Codice Etico che individua, quali valori fondamentali, tra gli altri, la legittimità formale e sostanziale del comportamento dei componenti degli organi sociali e dei propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la trasparenza contabile e la diffusione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo. Eni è consapevole che gli investitori fanno affidamento sulla piena osservanza, da parte degli organi sociali, del *management* e dei dipendenti tutti, del sistema di regole costituenti il sistema di controllo interno aziendale.

Nell'ambito dell'attività d'impresa, al fine di assicurare condizioni di sana e corretta gestione, in coerenza con le strategie e gli obiettivi prefissati, Eni è impegnata a sostenere un approccio preventivo ai rischi e ad orientare le scelte e le attività del management in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, di *regulatory/compliance*, nonché alcuni rischi strategici ed operativi, quali il rischio Paese nell'attività Oil & Gas e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi.

Le modalità con cui il *management* identifica, valuta, gestisce e monitora gli specifici rischi connaturati alla gestione dei processi aziendali sono disciplinate dai diversi strumenti normativi, procedurali ed organizzativi contenuti nel sistema normativo aziendale che, essendo permeati dalla cultura del rischio, ne presidiano il loro contenimento. Inoltre, su specifiche aree, lo sviluppo di programmi di *risk assessment* concorre a rafforzare ulteriormente la sensibilità del *management* sulla gestione dei rischi e contribuisce al miglioramento e all'efficacia dei processi decisionali.

Il Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno, definendo le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del gruppo; in tale ambito definisce, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della società e delle sue controllate. Nella definizione delle linee, il Consiglio applica la normativa di settore e tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le *best practice* nazionali e internazionali. Le professionalità presenti in Consiglio assicurano che la tematica dei controlli sia responsabilmente affrontata, grazie anche ad approfondimenti svolti sin dalla nomina dei consiglieri, destinatari di uno specifico ciclo di incontri aventi ad oggetto una formazione mirata ad agevolare un ingresso consapevole nella realtà operativa dei controlli in Eni[19].

Il Consiglio, infine, valuta annualmente, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno rispetto alle caratteristiche di Eni: nella riunione del 13 marzo 2009, il Consiglio ha dapprima esaminato la Relazione del Comitato per il controllo interno dell'11 marzo 2009 e la valutazione del sistema di controllo interno in essa contenuta - che si basa sulle evidenze acquisite nell'ambito delle materie esaminate nel periodo di riferimento, nonché sulle valutazioni contenute nelle relazioni rilasciate per quanto di competenza rispettivamente dal Preposto al Controllo Interno di Eni e dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP) - e, anche ad esito dell'esame di tale Relazione, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante.

(18) Per maggiori informazioni circa le attività di vigilanza spettanti al Collegio Sindacale sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, anche in veste di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense, si rinvia al Paragrafo "Il Collegio Sindacale – Compiti" della presente Relazione, oltre al successivo Paragrafo "Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa societaria - Flussi informativi".
(19) Per un maggiore approfondimento, si rinvia al paragrafo "Formazione del Consiglio di Amministrazione".

Il Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, costituito in Eni nel 1994, ha funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di sistema di controllo interno. E' composto esclusivamente da amministratori indipendenti, in possesso dei requisiti di professionalità richiesti dal Codice Eni[20] e riferisce al Consiglio sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della documentazione contabile periodica.

Il Comitato svolge le seguenti principali funzioni:

- unitamente al DP e alla società di revisione, valuta il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- su richiesta dell'Amministratore Delegato, esprime pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- sovrintende alle attività dell'Internal Audit ed in tale ambito esamina, tra l'altro, il Piano di *audit*, il *budget* delle risorse e le relative relazioni periodiche sull'attività svolta;
- nell'ambito delle attività di analisi finalizzate alla formulazione di un giudizio in merito all'adeguatezza del sistema di controllo interno valuta: i) i rilievi che emergono dai rapporti di *audit* e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del sistema di controllo interno pianificate a valle delle verifiche svolte, ii) le evidenze desumibili dal *reporting* periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del sistema di controllo sull'informativa societaria, iii) le comunicazioni del Collegio Sindacale e dei sindaci anche per quanto riguarda gli esiti dell'attività di istruttoria curate dall'Internal Audit a fronte di segnalazioni anche anonime (*whistleblowing*), iv) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle *management letter* delle Società di revisione[21], v) le relazioni dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico, vi) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del DP e di quelle del Preposto al Controllo Interno nonchè dalle indagini e dagli esami svolti da terzi;
- svolge gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal CdA ed in particolare esprime un parere sulle regole per la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, con un ruolo rilevante nella fase istruttoria e deliberativa delle medesime operazioni, nonché di quelle in cui un amministratore sia portatore di un interesse in proprio o per conto terzi.

Per il resoconto dettagliato delle attività svolte dal Comitato nel 2008 si rimanda allo specifico paragrafo della Relazione riportato in precedenza.

L'Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. A tal fine, cura l'identificazione dei principali rischi aziendali e, nel dare esecuzione alle linee di indirizzo in materia di sistema di controllo interno definite dal Consiglio, provvede alla relativa progettazione, realizzazione e gestione. All'Amministratore spetta inoltre il compito di verificare costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficienza e l'efficacia del sistema di controllo interno, curandone l'adattamento all'operatività aziendale e alle norme vigenti. Con riferimento al sistema di controllo interno sull'informativa societaria, tali compiti sono svolti nel rispetto dei compiti attribuiti dalla legge al DP[22].

Il Management

L'Amministratore Delegato e/o i Direttori Generali di Divisione, in esecuzione dei poteri ricevuti dal Consiglio di Amministrazione, assegnano al *management* responsabile delle aree operative compiti, responsabilità e poteri atti ad assicurare il mantenimento di un efficace ed efficiente controllo interno nell'esercizio delle rispettive attività e nel conseguimento dei correlati obiettivi.

Il Preposto al controllo interno e l'*Internal Audit*

Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno è svolto dalla figura del Preposto al controllo interno che in Eni coincide con il responsabile *Internal Audit*, stante la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi e le conseguenti forti sinergie tra i due ruoli.

Il Preposto al controllo interno

Al Preposto al controllo interno è attribuito principalmente il compito di; i) verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante; ii) esprimere una valutazione sull'idoneità dello stesso.

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione e sentito il parere del Comitato per il Controllo Interno, ha nominato - per la prima volta nella riunione del 16 marzo 2007 e poi da ultimo riconfermato con delibera del 30 ottobre 2008 - Preposto al controllo interno il Responsabile della Direzione Internal

(20) A differenza del Codice di Borsa, il Codice Eni prevede siano almeno due - e non solo uno - i componenti del Comitato per il controllo interno in possesso di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.

(21) Eni si è avvalsa della facoltà prevista nel Codice di Borsa di attribuire al Collegio Sindacale in quanto *Audit Committee* ai fini SOA il compito di valutare le proposte formulate dalle società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico e di vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile.

(22) A tal fine, si rinvia a quanto di seguito illustrato nello specifico paragrafo sulle attività del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari.

Audit di Eni (Rita Marino). Il Consiglio definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno coerentemente con le politiche aziendali.
Il Preposto non è responsabile di alcuna area operativa, ha accesso diretto alle informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico, dispone di mezzi adeguati per l'assolvimento dei propri compiti e riferisce del proprio operato, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione oltre che al Collegio Sindacale e all'Amministratore Delegato attraverso Relazioni periodiche.
In data 11 marzo 2009, il Preposto ha rilasciato la propria Relazione annuale sul sistema di controllo interno (riferita al periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2008) ed, in tale ambito, ha espresso una valutazione sulla sua adeguatezza sulla base degli esiti delle attività di monitoraggio svolte nel periodo di riferimento dall'Internal Audit di Eni SpA, dai Preposti al controllo interno delle società controllate quotate e dall'Internal Audit delle società controllate soggette alla regolamentazione c.d. *unbundling*/ vigilanza della Banca d'Italia.

L'Internal Audit
All'Internal Audit è affidato il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione ed inoltre al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno ed al funzionamento del sistema di controllo interno della società e del gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia.
L'Internal Audit svolge le attività di competenza con riferimento a Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate, di quelle soggette alla regolamentazione c.d. *unbundling* e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di *audit*.

Linee di indirizzo del Consiglio di Amministrazione in tema di attività di Internal Audit
Nell'ambito di un processo evolutivo volto al costante miglioramento delle componenti del sistema di controllo interno, il Consiglio di Amministrazione, con delibere del 30 ottobre 2008 e del 17 dicembre 2008, ha approvato le "Linee di indirizzo in tema di attività di Internal Audit", che ne definiscono finalità, ambito di intervento e modalità di funzionamento in linea con le *best practice* di riferimento. In tale ambito, anche al fine di consolidare i profili di indipendenza caratteristici dell'Internal Audit, il Consiglio ha altresì: (i) ridefinito le modalità di nomina/revoca del Responsabile Internal Audit, allineandole a quelle previste dal Codice Eni per il Preposto al controllo interno, stante anche l'attuale coincidenza dei due ruoli; (ii) delineato le linee di riporto dell'Internal Audit, prevedendo che il Responsabile risponda all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno e attribuendo al Comitato per il controllo interno il compito di sovrintendere alle attività dell'Internal Audit (che riferisce anche al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense); (iii) attribuito al Comitato per il controllo interno il compito di valutare annualmente il mantenimento in capo al Responsabile Internal Audit delle caratteristiche di onorabilità, professionalità, competenza ed esperienza necessarie, nonché l'assenza di eventuali incompatibilità, e di fornire un parere al Consiglio di Amministrazione sulla struttura di remunerazione del Responsabile Internal Audit proposta dall'Amministratore Delegato in coerenza con le politiche aziendali.

Compiti, poteri e mezzi dell'Internal Audit
All'Internal Audit sono assicurati poteri e mezzi atti a garantire l'adeguato esercizio delle proprie funzioni in piena indipendenza operativa, anche in termini di autonomia di spesa, disponibilità di risorse quantitativamente adeguate e professionalmente competenti e accesso alle informazioni, ai dati, agli archivi ed ai beni della Società e delle sue controllate.
Secondo questo modello organizzativo l'Internal Audit, assicurando il mantenimento delle necessarie condizioni di indipendenza e la dovuta obiettività, competenza e diligenza professionali statuite negli *standard* internazionali per la pratica professionale e nel Codice Etico, realizza le seguenti principali attività:

(i) svolge gli interventi di *audit* (*audit operational, financial* e *compliance* con focus sugli aspetti ex D.lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "*top-down risk based*" e approvato, unitamente al *budget* delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA;
(ii) svolge interventi di controllo "non programmati" su richiesta dei principali attori del sistema di controllo interno e/o del *top management* aziendale;
(iii) monitora lo stato di attuazione delle azioni correttive definite a valle degli interventi di *audit*;
(iv) organizza e sovrintende alla predisposizione e gestione dei canali per la ricezione delle segnalazioni, anche in forma anonima, di cui mantiene un archivio aggiornato e cura le relative attività di istruttoria ai sensi delle procedure aziendali in vigore;
(v) svolge le attività di vigilanza previste dal Modello 231 e le attività di monitoraggio indipendente ai fini dell'informativa societaria, come più avanti descritto.

Flussi informativi dell'Internal Audit

L'Internal Audit assicura sistematici e periodici flussi informativi (*report* trimestrali di sintesi e relazioni semestrali) in merito alle risultanze dell'attività svolta indirizzati agli organi di controllo e di vigilanza ed al vertice aziendale per consentire loro l'adempimento di quanto previsto in materia di presidio e valutazione del sistema di controllo interno; informa, inoltre, senza ritardi, l'Amministratore Delegato e gli organi di controllo e vigilanza nel caso di gravi carenze del sistema di controllo interno e di ogni circostanza che possa pregiudicare il mantenimento delle proprie condizioni di indipendenza.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa societaria

Nomina del Dirigente Preposto

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP) è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio:

a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero
b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera a), ovvero
c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero
d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze del settore finanziario, contabile o del controllo.

Compiti, poteri e mezzi del Dirigente Preposto

Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema dei controlli interni in materia di informativa societaria ed a tal fine predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-*bis*, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure.

Nella riunione del 30 luglio 2008, il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini,[23] *Chief Financial Officer* (CFO) di Eni, ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri di spesa attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno.

Nella riunione del 22 gennaio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei mezzi a disposizione del CFO, quale DP, e nella riunione del 13 marzo 2009 ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

Linee Guida in tema di informativa societaria

Le attività del DP sono svolte sulla base delle "Linee guida sul Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" approvate dal Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno 2007, che definiscono le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa Eni a rilevanza esterna (informativa societaria) nonché per la valutazione della sua efficacia.

Tali Linee guida sono state definite coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza nonché delle prescrizioni della legge statunitense *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al *New York Stock Exchange* (NYSE).

La progettazione del sistema è stata definita seguendo due principi fondamentali:

- diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate;
- sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti sempre più integrato e compatibile con le esigenze operative; a questo fine particolare attenzione è stata prestata alla selezione dei controlli in modo da individuare quelli decisivi nella mitigazione dei rischi.

Gli obiettivi del sistema di controllo sono stati definiti coerentemente alle indicazioni contenute nella normativa statunitense, che distingue due componenti del sistema:

- controlli e procedure per il rispetto degli obblighi informativi del bilancio consolidato e del Form 20-F (*Disclosure controls and procedures*-DC&P);

(23) L'attuale DP ha assunto l'incarico con decorrenza 1° agosto 2008 in sostituzione del precedente, nominato in data 20 giugno 2007.

- sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio (*Internal Control Over Financial Reporting*-ICFR).

I *disclosure controls and procedures* sono disegnati per assicurare che l'informativa societaria sia adeguatamente raccolta e comunicata al *management* dell'emittente, tra cui in particolare il *Chief Executive Officer* (CEO) e il CFO/DP, affinché questi possano assumere decisioni consapevoli e tempestive sulle informazioni da diffondere al mercato.

Il sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio e delle situazioni contabili infrannuali ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria, in accordo con le normative che ne regolano la redazione.

L'articolazione del sistema di controllo è definita coerentemente al modello adottato nel COSO *Report* e prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione; attività di monitoraggio), che, in relazione alle loro caratteristiche, operano a livello di entità organizzativa (gruppo, settore, società o Divisione) e/o a livello di processo operativo/amministrativo (transazionale, di valutazione o, propriamente, di chiusura di bilancio).

L'istituzione dei controlli avviene a valle di un processo di *risk assessment* condotto secondo un approccio *top-down* mirato ad individuare le entità organizzative, i processi, le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio. Il rischio è valutato in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, apprezzati sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (a livello inerente). Con riguardo ai rischi di frode è condotto un *risk assessment* dedicato e sono individuati i relativi Programmi e controlli antifrode. Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

I controlli istituiti, quindi, sono oggetto di monitoraggio per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (*ongoing monitoring activities*), affidate al *management* responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (*separate evaluations*), affidate all'Internal Audit, che opera secondo un piano prestabilito comunicato dal DP volto a definire l'ambito e gli obiettivi del proprio intervento secondo procedure di audit concordate.

Flussi Informativi

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un *reporting* periodico sullo stato del sistema di controllo che coinvolge tutti i livelli della struttura organizzativa del gruppo ed alimenta il processo continuo di miglioramento finalizzato ad assicurare l'adeguamento del sistema all'evoluzione del gruppo e aumentarne il livello di efficienza.

Sulla base di tale *reporting*, il DP redige una relazione sull'efficacia del sistema di controllo che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previa informativa al Comitato per il controllo interno, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e del bilancio semestrale abbreviato, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno della Società. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di *Audit Commitee* ai sensi della normativa statunitense.

L'Organismo di Vigilanza e il Modello 231

Secondo la disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato" contenuta nel decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "D.Lgs. n. 231 del 2001") gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società. Le società possono in ogni caso adottare modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi. In relazione a ciò, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha approvato il modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 (di seguito, "Modello 231") e istituito il relativo Organismo di Vigilanza. La composizione dell'Organismo, inizialmente di soli tre membri, è stata modificata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 7 giugno 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali nominato presidente dell'Organismo. I componenti interni sono rappresentati dai Direttori (o da dirigenti loro primi riporti gerarchici) Affari Legali, Risorse Umane e Internal Audit della Società. Nel frattempo, dopo la prima approvazione del modello, in conseguenza degli interventi legislativi sul campo di applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001, l'Amministratore Delegato ha disposto l'attuazione di n. 3 Addenda (dedicati a, rispettivamente, "Reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine

democratico e Reati contro la personalità individuale", "Abusi di mercato, tutela del risparmio e disciplina dei mercati finanziari" e "Reati transnazionali"). Nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento complessivo del Modello 231 in relazione ai cambiamenti organizzativi aziendali di Eni, all'evoluzione della giurisprudenza e della dottrina, alle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, ivi comprese le esperienze provenienti dal contenzioso, alla prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli, agli esiti delle attività di vigilanza e delle risultanze delle attività di *audit* interno e all'evoluzione del quadro normativo[24]. Le sinergie tra Codice Etico, parte integrante e principio generale non derogabile del Modello 231, e Modello sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA delle funzioni di Garante del Codice Etico. Analogamente ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

L'Organismo di Vigilanza vigila sull'effettività e sull'adeguatezza del Modello 231, riferisce in merito alla sua attuazione, approva il programma annuale delle attività di vigilanza e comunica l'esito delle attività svolte nell'esercizio dei compiti assegnati. Al fine di garantire la massima efficacia d'azione sono previsti flussi informativi nei confronti dell'Organismo di Vigilanza e da questo verso il vertice societario: nei confronti del Presidente, dell'Amministratore Delegato, il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite, del Comitato per il Controllo Interno e del Collegio Sindacale.

Sono previste attività di formazione e/o di comunicazione del modello differenziate a seconda dei destinatari, inclusi i terzi e il mercato. Il Modello 231 di Eni SpA rappresenta una raccolta di principi e il punto di riferimento per le società controllate, alle quali è trasmesso affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas ed elettricità soggette a *unbundling* adottano il proprio modello adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza alla propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Modello 231 negli ambiti di rispettiva competenza.

Sono stabiliti presidi di controllo (standard generali e specifici) per disciplinare le attività aziendali rilevanti per la prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. n. 231 del 2001 e, conformemente alle disposizioni di legge, è introdotto un sistema disciplinare per sanzionare eventuali violazioni del Modello 231.

Il Modello 231 è aggiornato in caso di novità legislative oppure in occasione di revisioni periodiche anche connesse a mutamenti organizzativi o nell'eventualità di significative violazioni del modello. Un apposito *Team* multifunzionale istituito dall'Amministratore Delegato ("Team 231") ha il compito di predisporre le proposte di aggiornamento.

Il Modello 231 e il Codice Etico sono pubblicati sul sito Internet di Eni **www.eni.it**.

Società di revisione

La revisione contabile è affidata, ai sensi di legge, a una società di revisione iscritta all'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea, su proposta motivata del Collegio Sindacale.

La società di revisione in carica è PricewaterhouseCoopers SpA, nominata per la prima volta il 1° giugno 2001 e confermata dall'Assemblea del 28 maggio 2004 per tre esercizi. L'incarico alla società di revisione è stato ulteriormente prorogato per gli esercizi 2007-2009 dall'Assemblea del 24 maggio 2007, ai sensi del D.lgs. n. 303/2006, non essendo ancora stato completato il termine massimo di nove esercizi previsto dalla legge.

Anche i bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile: gli incarichi sono affidati in massima parte alla PricewaterhouseCoopers, che, ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, si assume la responsabilità dei lavori svolti sui bilanci delle società oggetto di revisione contabile da parte degli altri revisori, che rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.

Nello svolgimento della propria attività, la società di revisione incaricata ha accesso alle informazioni, ai dati, sia documentali che informatici, agli archivi e ai beni della Società e delle sue società controllate.

Il quadro di riferimento unitario per l'applicazione nell'ambito del Gruppo Eni della disciplina in materia di revisione contabile è rappresentato dalla *Normativa in materia di revisione dei bilanci* adottata dal Consiglio di Amministrazione in data 3 aprile 2008. Tale normativa recepisce le novità introdotte in materia, dai numerosi provvedimenti legislativi che si sono succeduti negli ultimi anni ("Legge sulla Tutela del Risparmio"- legge n. 262/2005 e D.lgs. n. 303/2006 che hanno modificato il

(24) L'attuale campo di applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001 prevede: (i) delitti contro la Pubblica Amministrazione e contro la fede pubblica, (ii) reati societari, (iii) reati legati all'eversione dell'ordine democratico e al finanziamento del terrorismo, (iv) delitti contro la personalità individuale, (v) *market abuse* ("Abuso di informazioni privilegiate" e "Manipolazione del mercato"), (vi) delitto contro la persona ex legge n. 7 del 2006, (vii) reati transnazionali, (viii) delitti di omicidio colposo e lesioni personali colpose gravi o gravissime commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sul lavoro, (ix) reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro,beni o utilità di provenienza illecita.

Testo Unico della Finanza) nonché dai provvedimenti regolamentari dei competenti organi di controllo (Consob e SEC). La normativa contiene i principi generali di riferimento essenzialmente in tema di conferimento e revoca dell'incarico, rapporti tra il revisore principale di Gruppo ed i revisori secondari, indipendenza della società di revisone e cause di incompatibilità, responsabilità ed obblighi informativi della società di revisione, regolamentazione dei flussi informativi verso la Società e Consob e SEC.
Allo scopo di tutelare i profili di indipendenza dei revisori, come rafforzati dalle recenti novità normative, è stato in particolare previsto un sistema di monitoraggio degli incarichi "*non audit*", prevedendosi, in linea generale, di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo *network*, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per gli incarichi inerenti ad attività non vietate dalla regolamentazione italiana né dal *Sarbanes-Oxley Act*. Tali incarichi sono approvati dal Consiglio di Amministrazione della società interessata, previo parere del Collegio Sindacale della stessa società, e sono autorizzati dal Collegio Sindacale di Eni, nel caso in cui gli incarichi non rientrino tra quelli previsti da specifiche norme di legge o regolamentari. Il Collegio Sindacale di Eni è comunque informato periodicamente degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo della Corte dei conti

La gestione finanziaria di Eni è sottoposta al controllo, a fini di tutela della finanza pubblica, della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Lucio Todaro Marescotti (sostituto, Amedeo Federici), in base alla deliberazione assunta il 19-20 luglio 2006 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti.
Il Magistrato della Corte assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

Interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate

In attesa dell'emanazione delle disposizioni attuative dell'art. 2391-*bis* del codice civile, con delibera del 12 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno, ha adottato le Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e con parti correlate, allo scopo di assicurare il rispetto dei principi di trasparenza e di correttezza formale e sostanziale previsti, in relazione alle suddette operazioni, dalla disposizione citata e dal Codice di Borsa [25].
Eni, condividendo i principi generali anticipati da Consob in materia, li ha introdotti nella procedura, tenendo altresì conto delle migliori pratiche seguite dal mercato. In particolare, nelle Linee Guida adottate, il Consiglio:

- ha individuato, sulla base di criteri predeterminati, le operazioni con parti correlate maggiormente rilevanti e come tali riservate alla sua competenza decisionale;
- ha riservato un ruolo determinante agli amministratori indipendenti, prevedendo che il Comitato per il controllo interno sia coinvolto nella fase istruttoria e deliberativa delle suddette operazioni rilevanti. Il Comitato ha altresì una funzione di rilievo anche per le operazioni non riservate alla competenza del Consiglio;
- ha previsto, per tutte le operazioni con parti correlate, indipendentemente dalla competenza deliberativa, un'istruttoria rafforzata, allo scopo di assicurare trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni. Tale trasparenza deve essere assicurata anche nella successiva fase deliberativa.

Le Linee Guida approvate definiscono conseguentemente la *policy* di Gruppo in materia.
Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale e finanziaria sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati nelle note al bilancio consolidato (nota n. 36 – Rapporti con parti correlate) e al bilancio di esercizio di Eni SpA (nota n. 34 – Rapporti con parti correlate).
Le Linee Guida, come richiesto dal Codice Eni, regolano altresì le operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci, prevedendo, in particolare, che:

- amministratori e sindaci rilascino periodicamente una dichiarazione in cui siano rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo, segnalando in ogni caso per tempo agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni con la Società, nelle quali sono portatori di interessi in qualche modo "estranei" alla stessa;
- gli amministratori interessati, di norma non prendano parte alla discussione e alla deliberazione consiliare sulle questioni rilevanti, allontanandosi eventualmente dalla sala della riunione;
- in ogni caso, le operazioni in cui parte correlata sia l'amministratore o il sindaco sono considerate rilevanti e sot-

(25) Fino alla data di approvazione delle Linee Guida, le operazioni rilevanti con parti correlate (ad esclusione di quelle effettuate a condizioni standard) identificate sulla base del Principio Contabile IAS 24 e della specifica normativa interna datata 4 luglio 2006 e 20 dicembre 2007, redatta ai fini dell'informativa di bilancio, sono state sottoposte al Consiglio di Amministrazione, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare.

toposte alla disciplina istruttoria e deliberativa rafforzata, con parere del Comitato per il controllo interno.

Il testo delle Linee Guida è disponibile sul sito Internet della Società, nella sezione *Corporate Governance*.

Rapporti con gli azionisti e gli investitori

Sin dall'avvio del processo di privatizzazione, Eni, in conformità con il proprio Codice Etico, comunica costantemente con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato al fine di assicurare la diffusione di notizie complete, corrette e tempestive sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare.

L'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa relativa ai resoconti periodici, al piano strategico quadriennale, agli eventi e alle operazioni rilevanti è assicurata dai comunicati stampa, da incontri e *conference call* con gli investitori istituzionali, analisti finanziari e con la stampa, ed è diffusa tempestivamente al pubblico anche mediante pubblicazione sul sito Internet della società. A partire dal 2009, le presentazioni del *top managment* al mercato finanziario relative ai risultati trimestrali, annuali e alla strategia quadriennale sono disponibili in diretta sul sito Internet della Società.

Eni offre così anche gli investitori *retail* la possibilità di assistere agli eventi maggiormente significativi per il mercato in tempo reale, assicurando comunque la traduzione simultanea in italiano degli eventi che si tengono in lingua inglese. La registrazione delle relative presentazioni e *conference call* rimane disponibile per un breve periodo sul sito Internet oltre il termine della presentazione[26]. Entro il mese di dicembre viene diffuso al mercato e pubblicato sul sito Internet il calendario finanziario con il dettaglio dei principali eventi finanziari dell'anno successivo. Le pagine "Eni in Borsa" della sezione Investor Relations del sito Internet (http://www.eni.it/it_IT/investor-relations/eni-borsa) sono continuativamente aggiornate con le informazioni relative ai dividendi, alla quotazione del titolo, all'andamento dei titoli dei *peer* e dei principali indici di borsa.

Sul sito sono inoltre disponibili i rapporti periodici, i comunicati stampa, la Relazione, il Codice e le procedure in materia di *corporate governance*, lo Statuto della Società, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle Assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti ed i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta, anche tramite servizio sul sito Internet nella sezione documentazione (http://www.eni.it/it_IT/documentazione).

Ferme le previsioni normative e statutarie, è in corso di realizzazione un progetto dedicato principalmente agli azionisti *retail*, affinché ne venga stimolato l'interesse e l'attivismo. Infatti, da alcuni anni è particolarmente sentita l'esigenza che le società non solo rispettino i diritti degli azionisti, ma si facciano anche parte attiva, aiutandoli ad esercitare questi diritti, comunicando informazioni comprensibili e accessibili, e stimolando la partecipazione alle attività sociali.

La Società ha, inoltre, inteso dare corso alle richieste - emerse nelle recenti Assemblee - di un coinvolgimento sempre maggiore dei propri investitori.

L'idea di presentare agli azionisti la società Eni in modo semplice e intelligibile ha portato alla ideazione di una sezione del sito Internet della Società dedicato ad una comunicazione diretta, in cui è stata inserita anche una Guida per gli Azionisti, e alla previsione di iniziative dedicate. Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

Come previsto dal Codice Eni, i rapporti con gli investitori e gli analisti finanziari sono gestiti dal responsabile dell'unità Investor Relations. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail investor.relations@eni.it.

I rapporti con gli organi di informazione sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Comunicazione Esterna.

I rapporti con gli azionisti sono intrattenuti dal responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

Trattamento delle informazioni societarie

Comunicazione al mercato di documenti e informazioni privilegiate

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha aggiornato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo" approvata il 18 dicembre 2002.

La procedura - che recepisce le indicazioni Consob, di Borsa Italiana e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'infor-

(26) La società si adopera attivamente per instaurare un dialogo con gli azionisti e con gli investitori istituzionali, volto a favorire la partecipazione più ampia possibile degli azionisti, non solo alle Assemblee, ma anche agli eventi principali della vita sociale, nonché a renderne agevole l'esercizio dei diritti.

mativa societaria, nonché quelle contenute nelle norme di recepimento della direttiva europea sul *Market Abuse* - fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce le regole per acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate.
La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla Tutela del Risparmio. Il Codice Etico di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.
Gli amministratori e i sindaci assicurano la riservatezza dei documenti e delle informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti e osservano il rispetto della procedura adottata da Eni per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di tali documenti e informazioni.
La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.
Detta procedura è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006.

Registro delle persone che hanno accesso ad informazioni privilegiate

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio ha approvato la procedura relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115-*bis* del Testo Unico della Finanza.
La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti Consob, definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione.
La procedura, in vigore dal 1° aprile 2006, è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Internal Dealing

Nella stessa riunione del 28 febbraio 2006, il Consiglio ha approvato la "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (Procedura Internal Dealing) che, con decorrenza 1° aprile 2006, sostituisce il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi da Eni SpA e da società controllate quotate (Internal Dealing)", approvato dal Consiglio il 18 dicembre 2002.
La procedura è redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del Testo Unico della Finanza.
La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti Consob, (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni o altri strumenti finanziari a esse collegati; (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse.
La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone rilevanti indicate sopra non possono effettuare operazioni (*blocking periods*). Un principio analogo è stato introdotto, in apposita procedura interna approvata il 23 dicembre 2008, anche relativamente alle operazioni condotte dalla Società su titoli Eni o collegati ai titoli Eni.
La Procedura Internal Dealing è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla Corporate Governance" emesso nel marzo 2004 da Assonime e da Emittenti Titoli SpA.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

	Consiglio di Amministrazione					Comitato Controllo Interno		*Compensation Committee*		*Oil* - Gas Energy *Committee*	
Componenti	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze	n. altri incarichi [a]	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze
Presidente											
Roberto Poli		X		100	3						
Amministratore Delegato											
Paolo Scaroni	X			100	3						
Consiglieri [b]											
Alberto Clô (*)		X	X	95	3			X	100	X	100
Dario Fruscio (fino al 30.01.08)		X	X	100							
Marco Pinto (fino al 10.06.08)		X		100							
Renzo Costi (fino al 10.06.08)		X	X	100							
Paolo Andrea Colombo (dal 10.06.08)		X	X	100	5			X	100	X	100
Paolo Marchioni (dal 10.06.08)		X	X	100		X	100				
Marco Reboa (*)		X	X	100	3	X	100			X	86
Mario Resca		X	X	89	3			X	100	X	71
Pierluigi Scibetta		X	X	100		X	72			X	100
Francesco Taranto (*) (dal 10.06.08)		X	X	100	4	X	100	X	100		
Numero riunioni 2008		19 di cui 11 per il CdA nominato il 10.06.08				18		4		7	

(a) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentari anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.
(b) Per i consiglieri di nuova nomina, la percentuale di presenza è calcolata sulle riunioni successive alla data di nomina.
(*) Designato dalla lista di minoranza.

Collegio Sindacale

	% presenze riunioni del Collegio Sindacale	% presenze riunioni del Consiglio di Amministrazione	N. incarichi in società quotate [a]	N. totale incarichi [b]
Componenti				
Presidente				
Ugo Marinelli (*) (dal 10.06.2008)	100	100	1	5
Paolo Andrea Colombo (fino al 09.06.2008)	100	100		
Sindaci effettivi				
Roberto Ferranti (dal 10.06.2008)	92	64	1	2
Luigi Mandolesi (dal 10.06.2008)	100	100	1	11
Tiziano Onesti (dal 10.06.2008)	100	100	2	19
Giorgio Silva (*)	100	100	3	16
Filippo Duodo (fino al 09.06.2008)	100	88		
Edoardo Grisolia (fino al 09.06.2008)	60	75		
Riccardo Perotta (fino al 09.06.2008)	100	100		
Numero riunioni 2008	**22**	**19**		

(*) Designato dalla lista di minoranza.
(a) Inclusa Eni SpA ai sensi art. 144-quinquiesdecies Reg. Emittenti Consob.
(b) Incluse società quotate ai sensi art. 144-quinquiesdecies Reg. Emittenti Consob.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del Codice di autodisciplina (predisposta in relazione al Codice 2002)

	Sì	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?	X	
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X	
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)	Internal Audit	
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/e-mail) del responsabile *investor relations*:		

Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. +39 02 52051651 - Fax +39 02 52031929 - investor.relations@eni.it.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Introduzione

La Sostenibilità è per Eni parte integrante della propria cultura e rappresenta il motore di un processo di miglioramento continuo all'interno dell'azienda. L'azione di Eni è orientata a valorizzare le persone, a contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, a rispettare l'ambiente, ad investire nell'innovazione tecnologica, a perseguire l'efficienza energetica e a mitigare i rischi del cambiamento climatico. Come risultato del rinnovato impegno per la Sostenibilità, Eni ha conseguito la *Leadership* Mondiale nel settore Oil&Gas per l'indice di Sostenibilità *Dow Jones Sustainability Index World*, l'ingresso nel *Dow Jones Sustainability Index* e la permanenza nel *FTSE4Good* e nel *Carbon Disclosure Leadership Index* (CDP6).

Il 2008 ha segnato l'avvio a regime del modello di Gestione della Sostenibilità, che prevede che le esigenze degli *stakeholder* interni ed esterni sui temi di sostenibilità determinino, secondo un criterio oggettivo di valutazione, istanze di miglioramento che costituiscono poi le direttive principali di azioni nell'ambito del piano quadriennale di sviluppo industriale del Gruppo.

Sono state avviate diverse iniziative per conformare ai principi contenuti nelle Linee Guida sui Diritti Umani, adottate nel 2007, tutti gli ambiti di operatività di Eni, dalle prassi quotidiane alle strategie di lungo periodo. E' stato avviato nel 2008 un progetto il cui obiettivo è l'individuazione dei potenziali rischi di violazione dei diritti umani collegati alle attività gestite attraverso la realizzazione di "*Human Rights Compliance Assessment*".

E' stato aggiornato il "Codice di Comportamento" che, nel nuovo Modello 231, è stato inserito quale elemento integrante del Modello stesso e, contestualmente, è stato ridenominato "Codice Etico", al fine di enfatizzare il criterio di interpretazione dei principi e delle norme in esso contenuti, sinteticamente racchiusi nell'espressione "etica di impresa".

Nel 2008 è stato realizzato il primo progetto di analisi di clima, intitolato "Eni secondo te". L'analisi ha coinvolto tutta la popolazione di Eni, per un totale di 38.000 persone, permettendo di identificare punti di forza e di debolezza dell'azienda nella percezione delle persone e di definire un piano di interventi composto di azioni di comunicazione, di sviluppo e di formazione. I risultati sono stati pubblicati sul portale MyEni e divulgati a tutti i dipendenti tramite il piano di comunicazione interna "*Cascade* 2008".

Nel 2008 è stato individuato un piano di azioni per migliorare la capacità di conciliare vita lavorativa e vita privata, in particolare per le donne lavoratrici, a valle dei risultati dei progetti "*Diversity*" *we* "*Welfare*".

E' proseguita la lotta al cambiamento climatico: in particolare, Eni persegue la riduzione del *gas flaring* sviluppando progetti di cui promuove anche il riconoscimento a *Clean Development Mechanism* (CDM), sostiene l'utilizzo preferenziale di combustibili a bassa intensità di carbonio (gas naturale) e adotta tecnologie ad alta efficienza energetica negli impianti. Promuove inoltre comportamenti per il risparmio energetico e si impegna nello sviluppo di nuove tecnologie che prevedono maggiore efficienza nel trasporto del gas su lunghe distanze, lo sfruttamento su larga scala e in modo economicamente sostenibile, nel medio termine, dell'energia solare, l'utilizzo di carburanti ecocompatibili, biocarburanti e dell'idrogeno come vettore energetico, il confinamento geologico e la biofissazione della CO_2. La partecipazione dei maggiori impianti industriali Eni al sistema europeo di *Emissions Trading* è sempre più attiva, cogliendo tutte le opportunità di valorizzazione degli investimenti con impatto sulle emissioni di CO_2.

Nel 2008 è proseguito il programma di ricerca e sviluppo tecnologico *Along with Petroleum*, focalizzato sulla conversione dell'energia solare e sulla produzione di

biocombustibili e elettricità da biomasse. Tali attività di ricerca sono eseguite prevalentemente presso i Centri di Ricerca Eni con il supporto di collaborazioni esterne (Alleanza con il *Massachusetts Institute of Technology*).

Analogamente è proseguito il finanziamento del Fondo *Blue Sky* per la realizzazione di progetti di ricerca innovativi, ad alto rischio tecnico ed elevato ritorno in caso di successo, proposti dalle Divisioni e Società Eni e selezionati secondo criteri di selettività e competitività.

Nel 2008, Eni ha avviato il "Progetto Biodiversità", con l'obiettivo di sviluppare strategie, metodi e strumenti idonei per la gestione degli aspetti legati alla tutela degli ecosistemi e della biodiversità. L'orientamento che si intende sviluppare, attraverso la realizzazione di *case study* aziendali, è teso alla rilevazione dei rischi connessi agli impatti delle attività e alla individuazione di possibili nuove opportunità volte a ridurre tali rischi e a generare valore per le aree coinvolte.

Nel 2008 è stato applicato il nuovo Modello di Relazione di Eni con i territori in alcuni contesti operativi. Il modello, improntato sul dialogo con gli *stakeholder*, ha il fine di costituire un'opportunità di sviluppo autonomo e sostenibile per le comunità in cui è presente, promuovendo la tutela e la valorizzazione dei valori identitari ed ecosistemici locali. In quest'ottica, nel 2008 sono stati firmati *Memorandum of Understanding* con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Congo e con Sonagol, compagnia nazionale angolana, oltre a un accordo con il Governo Gabonese; tutti includono, oltre a progetti di ricerca e sfruttamento di prodotti petroliferi, anche iniziative per la tutela della salute delle comunità, educativi e cooperazione nella formazione professionale.

Sono proseguiti i progetti in Val Camastra e in Val d'Agri mirati alla crescita economica e alla coesione sociale della zona. In particolare, è stato organizzato a Calvello e Abriola il Forum Nazionale "Sviluppo e Comuni Polvere" per riflettere di sviluppo sostenibile, fra rivitalizzazione delle economie locali e promozione della coesione sociale.

PERSONE

Le persone che operano all'interno del suo sistema produttivo costituiscono per Eni un patrimonio da salvaguardare e valorizzare con attenti percorsi di crescita manageriale e professionale.
La valutazione e lo sviluppo delle risorse umane, la definizione di percorsi formativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comuni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo.
I principali obiettivi che Eni si pone in relazione alle risorse umane sono i seguenti:

- salvaguardare il *know-how* aziendale a supporto delle strategie di *business*;
- sviluppare le capacità relazionali e negoziali e la capacità di lettura e interpretazione dei fenomeni economico-finanziari del *management*, utili alla gestione e al controllo delle attività;
- investire maggiormente sui giovani, in termini di sviluppo e *retention*, nell'ambito di una più generale politica di migliore impiego e valorizzazione delle risorse interne;
- sostenere l'*engagement* dei dipendenti, elemento fortemente correlato alle performance aziendali.

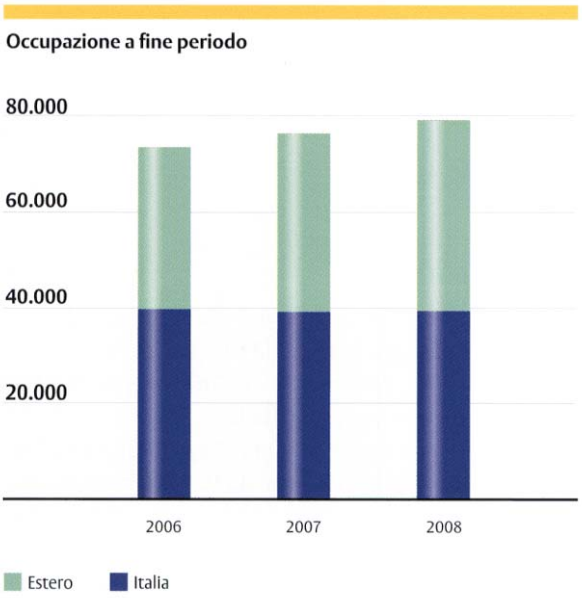
Una completa informativa sulle modalità di gestione delle risorse umane è presente nel sito web ***www.eni.it*** *sezione "Persone" e nel Bilancio di Sostenibilità.*

Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2008 è di 78.880 unità con un aumento di 3.018 unità rispetto al 31 dicembre 2007, pari al 4%, determinato dall'incremento di 2.965 locali estero e di 53 occupati italiani.
I dipendenti assunti in Italia sono 39.480 (50,1% dell'occupazione complessiva), di cui 35.929 operanti in territorio nazionale, 3.381 operanti all'estero e 170 marittimi, con un incremento di 53 unità.
Nel 2008 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 2.517 assunzioni, di cui 781 con contratto di lavoro a tempo determinato.
Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 1.736 unità) hanno riguardato pressoché nella totalità personale laureato (1.048 unità) e diplomato (650 unità) inserito prevalentemente in posizioni operative. Nell'esercizio sono stati risolti 2.549 rapporti di lavoro, di cui 1.903 a tempo indeterminato e 646 a tempo determinato.
I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 39.400 (49,9% dell'occupazione complessiva) con un aumento di 2.965 unità, di cui circa 1.800 riferite all'inserimento di personale nel settore Ingegneria & Costruzioni, da ricondurre principalmente all'aumento delle attività in area Caspio (Kazakhstan, Kashagan project) e Perù/Vene-

Occupazione a fine periodo	(unità)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		8.336	9.334	**11.194**	1.860	19,9
Gas & Power		12.074	11.582	**11.389**	(193)	(1,7)
Refining & Marketing		9.437	9.428	**8.327**	(1.101)	(11,7)
Petrolchimica		6.025	6.534	**6.274**	(260)	(4,0)
Ingegneria & Costruzioni		30.902	33.111	**35.629**	2.518	7,6
Altre attività		2.219	1.172	**1.070**	(102)	(8,7)
Corporate e società finanziarie		4.579	4.701	**4.997**	296	6,3
		73.572	**75.862**	**78.880**	**3.018**	**4,0**

zuela (commesse di perforazione), e 1.624 unità riferite al settore Exploration & Production, in gran parte relative all'acquisizione di Burren e First Calgary Petroleums (1.150 unità). Nel settore Gas & Power l'acquisizione di Distrigas ha riguardato 135 unità, mentre nel settore Refining & Marketing è stata portata a termine la cessione del personale Agip Spagna (850 unità) a Galp Energia.



Organizzazione

Nel corso del 2008 è proseguita l'attuazione di interventi di adeguamento delle strutture e dei processi organizzativi secondo direttive coerenti con il modello di compagnia integrata adottato da Eni.

Tra i significativi interventi di adeguamento delle strutture e dei processi attuati nel 2008, si segnala:

- l'accentramento in ambito Direzione Strategie e Sviluppo delle attività di ricerca e sviluppo tecnologico svolte dal *Centro Ricerche per le energie non convenzionali – Istituto Eni Donegani*, al fine di assicurare, in un'ottica di sviluppo sostenibile, le attività di ricerca e sviluppo non direttamente correlate al *business* e con un'ottica di lungo periodo;
- la prosecuzione del processo di accentramento delle attività trasversali di supporto al *business* (Approvvigionamenti, ICT, Amministrazione del personale non dirigente, Documentazione societaria);
- la costituzione alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato di Eni, di una nuova funzione denominata *Chief Corporate Operations Officer*, che, in analogia al modello organizzativo già adottato per i servizi *finance*, è responsabile del presidio integrato dei servizi operativi e raggruppa tutte le Direzioni/Società che erogano servizi operativi *non finance* alla Corporate ed alle Aree di Business (servizi di: approvvigionamento, reclutamento e selezione del personale, amministrazione del personale, addestramento e formazione, ICT, *security*, *building* e *facility*);
- la riorganizzazione della Direzione Affari Legali attraverso l'adozione di un modello accentrato articolato per tipologia di "cliente esterno" (ovvero per aree trasversali caratterizzate da specifici rischi legali, dinamiche di *business* e logiche di mercato), finalizzato a garantire coerenza di comportamenti nelle diverse realtà aziendali su tematiche comuni attraverso il presidio integrato dell'interesse generale dell'azienda ed una visione trasversale di *business*;
- l'avvio del Progetto "Attuazione *Unbundling*" finalizzato all'individuazione degli interventi necessari per l'adeguamento e l'ottimizzazione dell'assetto organizzativo e delle risorse umane, nonchè del sistema normativo e contrattuale, delle società soggette a regolazione (c.d. società *unbundled*), al fine di garantire il rispetto delle finalità della separazione funzionale stessa;
- l'aggiornamento del "Codice di Comportamento" che, nel nuovo Modello 231, è stato inserito quale elemento integrante del Modello stesso e, contestualmente, è stato ridenominato "Codice Etico", al fine di enfatizzare il criterio di interpretazione dei principi e delle norme in esso contenuti, sinteticamente racchiusi nell'espressione "etica di impresa".

Per quanto riguarda le attività di *business* sono continuate le attività di adeguamento delle strutture organizzative alle esigenze di business e ai piani industriali definiti nonché al perseguimento della massima efficienza nel rispetto delle migliori condizioni di sicurezza e tutela della salute e dell'ambiente.

Nel corso del 2008 in particolare gli interventi di modifiche della macro organizzazione hanno riguardato Syndial, Polimeri Europa, la Divisione E&P e Saipem, a seguito della incorporazione di Snam Progetti.

Gestione e sviluppo delle risorse umane

Nel 2008 è stato realizzato il primo progetto di analisi di clima, intitolato "Eni secondo te". L'analisi ha coinvolto tutta la popolazione di Eni, delle sue consociate e del settore petrolchimico in Italia e le principali realtà estere, per un totale di 38.000 persone. L'iniziativa ha permesso di identificare punti di forza e di debolezza nella percezione delle persone rispetto all'azienda e di definire un piano di interventi composto di azioni di comunicazione, di sviluppo e di formazione.

I risultati sono stati pubblicati sul portale MyEni e divulgati tramite il piano di comunicazione interna "*Cascade* 2008" a tutti i dipendenti.
E' proseguita l'attività di integrazione dei diversi strumenti di gestione e sviluppo manageriale utilizzati da Eni, che ha portato ad un ampliamento delle risorse coperte da una mappatura delle competenze finalizzata ad azioni di miglioramento e di sviluppo specifiche e collettive.
Nell'ambito della *Management Review* annuale, per tutta la popolazione manageriale si è applicata una metodologia di mappatura sintetica delle competenze e delle principali azioni finalizzate al miglioramento della spendibilità manageriale, che ha consentito l'aggiornamento del *succession plan*, strumento di supporto al Vertice nelle decisioni relative alle risorse manageriali di primario interesse.
Inoltre nel 2008 è continuata l'attività di valutazione delle posizioni che ha portato ad avere una mappatura complessiva dei ruoli manageriali in Italia e all'estero che ha consentito di supportare al meglio decisioni di sviluppo e *compensation*, oltre a favorire attività di *benchmarking* retributivo con l'esterno.

Formazione e comunicazione interna

Eni considera la formazione uno dei punti di forza della gestione delle risorse umane. Il numero di ore erogato ogni anno e le persone coinvolte nei processi di formazione confermano l'impegno significativo espresso in Italia e all'estero.
Nel 2008 sono stati spesi per la formazione 60 milioni di euro, di cui 34 in Italia e 26 all'estero e sono state erogate complessivamente 2.901.425 ore di formazione (1.525.355 in Italia e 1.376.070 all'estero), cui si aggiungono 524.214 ore di formazione e 33 milioni di euro di spesa, con riferimento alle società non consolidate in particolare all'estero.
Per migliorare il livello di integrazione e favorire il consolidamento di una *corporate identity*, oltre a sfruttare le sinergie e raggiungere gli obiettivi di efficienza è aumentato il grado di centralizzazione delle attività formative in Eni Corporate University, società Eni dedicata al reperimento, selezione, formazione del personale e *knowledge management*.
Nel 2008 è stata avviata la seconda edizione del Master in *General Management* in collaborazione con SDA Bocconi e Politecnico di Milano; è stato realizzato il Master Universitario di 2° livello per formare esperti nella progettazione, sviluppo e gestione di sistemi integrati con particolare riferimento ai sistemi *Health, Safety, Environment & Qualità*; è stato avviato un piano di formazione in materia di *compliance* Eni dedicato al nuovo codice etico e al nuovo modello 231, al testo unico sulla sicurezza per tutte le figure impattate (RLSA, RSPP, specialisti HSEQ), e alla revisione di tutti i programmi e percorsi formativi SOA e in generale sui sistemi di controllo interno.
É proseguito lo sviluppo delle iniziative di *Knowledge Management* attraverso l'avvio di nuove Comunità di Pratica, l'allargamento del numero di partecipanti e il coinvolgimento di giovani risorse per accelerarne la crescita professionale e l'estensione verso l'area di *business* Petrolchimica del modello di gestione delle conoscenze. Tra le iniziative rivolte a rafforzare lo spirito di appartenenza e di condivisione delle esperienze, oltre agli interventi formativi dedicati al *Knowledge Management*, è stato realizzato un evento specifico per la popolazione dei *Project Manager* di Eni, che ha coinvolto 330 persone appartenenti a tutte le aree di *business*.
Nel 2008 è stato inaugurato il 52° Anno Accademico della Scuola Mattei che dal 1957 svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente. Dalla sua fondazione ad oggi, la Scuola Mattei ha formato 2.656 giovani, di cui 1.466 non italiani provenienti da oltre 100 Paesi. L'anno accademico 2008-2009 vede la partecipazione di 89 allievi (55 stranieri e 34 italiani).

Anche per dare risposta alle risultanze dell'Analisi di Clima, è stato dato un particolare impulso alle iniziative di Comunicazione Interna, con l'obiettivo di promuovere una comune identità aziendale, contribuire alla diffusione delle strategie Eni, aumentare la motivazione e il coinvolgimento delle persone per il raggiungimento degli obiettivi aziendali.
A tal fine nel 2008 è stato esteso il programma di comunicazione *Cascade* a tutta la popolazione aziendale, con l'obiettivo di promuovere la conoscenza delle strategie Eni ed esplicitare i collegamenti tra gli obiettivi aziendali e quelli della struttura organizzativa. Il progetto ha coinvolto 31.700 persone ed ha visto l'organizzazione di 420 incontri in 95 sedi nel mondo.
Tutti i programmi di comunicazione interna hanno nel portale intranet MyEni una piattaforma unitaria di condivisione delle informazioni a cui hanno accesso circa 29.300 persone di Eni. Nel 2008 è stato esteso il programma di *roll-out* del MyEni all'estero, portando il numero di utenti fuori dall'Italia a circa 4.000.
Infine, nel corso del 2008 è stato sperimentato un ampliamento dei canali di comunicazione, con un primo pilota di *newsletter* cartacea. Questo progetto, che verrà sviluppato nel 2009, si pone l'obiettivo di coinvolgere maggiormente i dipendenti, in particolare le persone che non utilizzano il PC nel loro lavoro.

Relazioni industriali

Il sistema di relazioni industriali Eni ha da sempre privilegiato il metodo del confronto e del dialogo con le orga-

nizzazioni sindacali strutturando un processo continuo di informazione e consultazione.

Nell'ottica della condivisione e della maggiore promozione di forme di partecipazione dei lavoratori al conseguimento degli obiettivi competitivi dell'impresa, Eni, di concerto con le organizzazioni sindacali, ha definito ad ottobre 2008 gli accordi per il premio di partecipazione 2008-2011 per i settori Energia e Petrolio, Chimico e Gas-Acqua, introducendo elementi innovativi che legano le erogazioni anche alle performance economiche dell'azienda e che incentivano il raggiungimento di risultati sfidanti nell'ambito della produttività. Nell'accordo le parti si sono altresì impegnate a individuare obiettivi di produttività di semplice comprensione e vicini alle esigenze delle unità produttive in cui operano i lavoratori.

Il costante dialogo con le Organizzazioni Sindacali ha consentito inoltre di sottoscrivere intese significative per favorire la realizzazione di nuovi assetti organizzativi e il conseguente recupero di efficienza, in particolare nelle Divisioni Refining & Marketing e Gas & Power.

Tramite specifiche intese sindacali sono stati inoltre supportati i processi di accentramento delle attività legate ai servizi di *Information and Communication Technology* ed agli approvvigionamenti. E' stata inoltre completata la procedura di mobilità ordinaria avviata nel 2007.

A livello di settore Energia e Petrolio, si è concluso l'iter di costituzione avviato negli ultimi mesi del 2007, del Fondo Assistenza Sanitario Integrativo per i lavoratori dell'industria settore Energia (FASIE), operativo da gennaio 2009. Tale fondo garantisce un rimborso, in base ad uno specifico tariffario, delle spese sostenute per prestazioni sanitarie nonché una copertura assicurativa per rischio morte per malattia per tutti i dipendenti.

A livello internazionale, l'incontro annuale del CAE si è tenuto nel mese di dicembre ad Amsterdam, confermando così il consolidato dialogo a livello europeo con le organizzazioni sindacali.

Salute

Eni persegue l'impegno di garantire la tutela della salute delle proprie persone, delle comunità che vivono in prossimità dei suoi impianti e di tutti coloro che entrano in contatto in diversi momenti con le sue attività.

Nel corso del 2008 Eni ha provveduto all'applicazione delle disposizioni di cui al D.Lgs. 81/08, conosciuto come Testo Unico Salute e Sicurezza, che raccoglie e sviluppa in un unico provvedimento tutte le disposizioni in tema di prevenzione e protezione dei lavoratori di matrice nazionale e comunitaria e ne sancisce l'applicazione a tutte le categorie.

A livello europeo è continuato l'impegno dell'Eni nell'applicazione del Regolamento REACH (*Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals* - Regolamento CE n. 1907/2006): si stimano in 150 i prodotti/sostanze presenti nell'Eni coinvolti nell'attuazione di questo Regolamento.

La complessità e varietà delle situazioni in cui Eni si trova ad operare, ha reso necessaria la definizione e l'applicazione di principi a cui far riferimento per consolidare e migliorare le performance in materia di salute e prevenzione. A tal fine Eni si è dotata di:

- Politiche univoche;
- Codice di comportamento;
- Adesione a principi e Convenzioni Internazionali;
- Sistemi di Gestione e sistemi di controllo interni;
- Linee Guida e Procedure;
- Condivisione delle conoscenze.

I risultati ottenuti nella gestione della tutela della salute evidenziano non solo un allineamento alle normative nazionali e internazionali, ma la continua ricerca del superamento delle conformità, in una logica di miglioramento continuo; tali risultati sono stati possibili grazie a:

(i) l'efficienza e l'affidabilità degli impianti;
(ii) la promozione e la diffusione delle conoscenze, delle *best practices* e della gestione operativa ispirata a criteri avanzati di salvaguardia della salute sia all'interno che all'esterno dell'attività industriale;
(iii) l'implementazione e l'attuazione dei programmi di certificazione dei sistemi di gestione;
(iv) un impegnativo piano di monitoraggio periodico degli indicatori di esposizione ad agenti chimici e fisici con l'effettuazione di indagini ambientali;
(v) un'organizzazione basata su 332 strutture sanitarie aziendali situate nelle principali aree operative;
(vi) forte impegno nella tutela della salute dei lavoratori all'estero anche attraverso accordi con le migliori strutture locali e centri medici internazionali per garantire un servizio efficiente e risposte tempestive alle eventuali emergenze sanitarie;
(vii) le valutazioni di impatto delle attività industriali sulla salute delle comunità locali, con l'individuazione delle misure necessarie a prevenire e mitigare il rischio (39 *Health Impact Assessment HIA* realizzati nel 2008);
(viii) piani di formazione per il personale medico e paramedico.

Sicurezza

Eni dedica grande impegno e risorse alla tutela della sicurezza dei lavoratori, delle popolazioni interessate dalle attività e dei propri *asset* produttivi. Sulla base dell'analisi delle attività, del *benchmarking* e della performance, ogni anno viene aggiornata una strategia che prevede interventi migliorativi della sicurezza su aree

individuate e condivise con la sostenibilità. Le principali linee di intervento del 2008 hanno riguardato:

- l'interiorizzazione ed analisi dell'impatto sulle attività della nuova normativa italiana Testo Unico salute e sicurezza;
- l'ulteriore rafforzamento della diffusione della cultura della sicurezza all'interno dell'organizzazione, soprattutto nel *middle management;*
- la realizzazione o aggiornamento di strumenti per la minimizzazione dell'esposizione ai rischi nelle attività produttive, con particolare riguardo ai processi (*process safety* e *asset integrity*);
- il miglioramento della *performance* nelle aree critiche.

In risposta a tali linee sono state avviate le seguenti iniziative:

- nel campo della gestione del rischio e della sicurezza di processo si segnala:
  (i) il nuovo progetto *Asset Integrity* della Divisione Exploration & Production che ha sviluppato un software informatico che si compone di due parti: *hazard identification* (contenente le caratteristiche dei fluidi di processo, delle operazioni, ecc) e *checklist* per identificare le barriere di prevenzione e mitigazione; una volta effettuato il *risk assessment* di processo, viene predisposto un piano di interventi migliorativi;
  (ii) l'elaborazione di un modello ed un protocollo per i *process safety audit* da parte della Divisione R&M che è stato applicato su quattro raffinerie; il progetto si concluderà con l'*audit* di tutte le raffinerie, le cui risultanze troveranno riscontro in un piano operativo.
- misure per la riduzione degli incidenti stradali nel settore gas in Italia quali l'ammodernamento del parco auto aziendale, il monitoraggio dei mezzi pesanti e i corsi di guida sicura; nei paesi al di fuori dell'Unione Europea, prosegue l'implementazione della linea guida tecnica *Safety technical guidelines on vehicle driving in non EU countries*;
- azioni per la riduzione degli incidenti nei cantieri del settore *upstream* e *Engineering & Construction*, basate sulla sensibilizzazione del management operativo sui controlli e su interventi tecnici per il miglioramento dei cantieri.

Nell'ambito della collaborazione con le unità di business sono in corso di realizzazione i seguenti progetti con coinvolgono le unità di business:

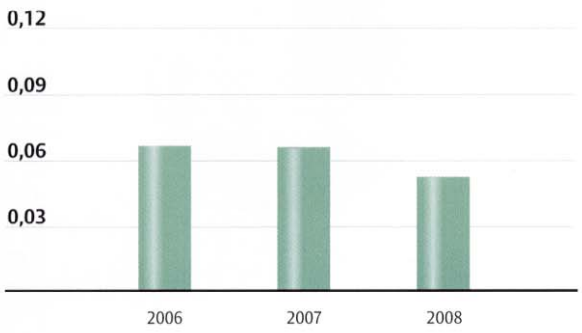
- il *Database* Normativo HSE che consente la ricerca, la consultazione e l'analisi di leggi e normative nazionali ed internazionali in materia HSE;
- la Banca Dati Eventi Incidentali, per la quale è stato predisposto un primo prototipo che soddisfa i requisiti delle Divisioni Exploration & Production, Refining & Marketing e Eni Corporate sulla base del quale sarà implementato il sistema definitivo;
- il Progetto *MedSTAR*, che ha consentito di realizzare uno strumento di assistenza alla gestione di emergenze ambientali (connesse con il trasporto e la lavorazione di prodotti petroliferi o chimici nel Mediterraneo) complementare al Sistema Informativo di Supporto alle emergenze di terzo livello (3TER).

L'impegno dedicato a queste tematiche ha consentito di ottenere nel 2008 risultati di rilievo, quali:

- il rafforzamento della cultura della sicurezza attraverso nuovi progetti di comunicazione interna (in alcuni casi anche rivolta ai contrattisti); in quest'ambito si segnala il progetto *Leadership in Safety* in Saipem, di cui Eni Corporate ha promosso la diffusione anche in altre realtà operative ed organizzative;
- l'ulteriore riduzione degli indici infortunistici dei dipendenti Eni e in particolare degli infortuni da incidenti stradali che ha rappresentato un *breakthrough* nell'andamento storico.

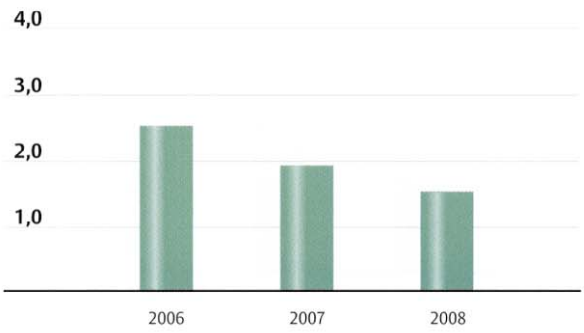
Indice di gravità infortuni totali Eni [a]

n. giornate perse/ore lavorate x 1.000



Indice di frequenza infortuni totali Eni [a]

n. infortuni/ore lavorate x 1.000.000



LA RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

Scenario di riferimento

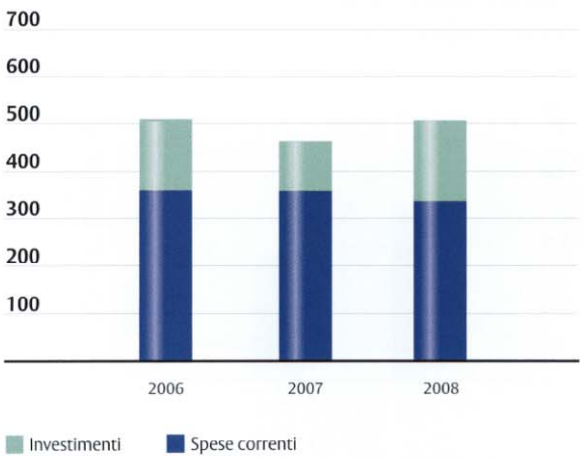
Le attività e i prodotti di Eni sono sempre più impattati dal quadro normativo nazionale e comunitario che conferma regolamentazioni sempre più stringenti in termini di riduzione e minimizzazione degli impatti ambientali. Inoltre i principali *stakeholder* (investitori istituzionali, Pubblica Amministrazione, comunità locali, etc.) si attengono anche a criteri di valutazione basati sull'analisi delle politiche e azioni per la salvaguardia ambientale e sulle capacità di investimento in tecnologie sempre più pulite. Ciò impone di operare oltre che nel rispetto delle normative e nella logica della prevenzione del rischio anche fissando e perseguendo obiettivi di *performance* ambientali sempre più sfidanti come conseguenza di programmi e azioni rivolti alla mitigazione del cambiamento climatico, all'uso sostenibile delle risorse naturali e alla conservazione della biodiversità. Una completa informativa sulla riduzione dell'impronta ambientale è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Gestione ambientale

I risultati di *performance* ambientale di Eni sono stati ottenuti negli ultimi anni anche grazie all'implementazione, dal 2003, di un modello di sistema di gestione integrato HSE applicato in tutte le aree di *business*. Nel corso del 2008 sono state ulteriormente rafforzate le attività di pianificazione e di controllo periodico: il processo di pianificazione ha permesso di definire obiettivi di miglioramento complessivi Eni relativi ai temi ambientali più significativi e di inserire nel piano industriale i pro-

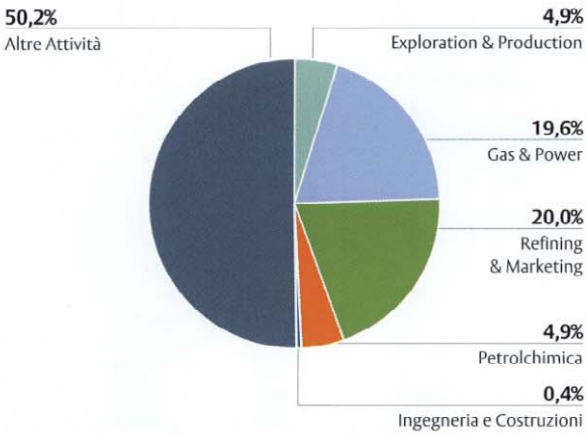
Spesa per la tutela del suolo

(milioni di euro)



Spesa per la tutela del suolo 2008

506 milioni di euro



getti che ne permetteranno il loro soddisfacimento.
In tema di gestione ambientale integrata si sta realizzando un sistema unico di monitoraggio e raccolta dei dati ambientali di tutte le unità di *business* che sarà operativo a fine 2009.
Per il settore Exploration & Production 23 società operatrici hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 su un totale di 35, in linea con l'obiettivo pianificato nel 2007; nel settore petrolchimico è stata completata la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi, già conseguita per il settore raffinazione. Per il settore elettrico la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi è pianificata per il 2010.

Uso razionale delle risorse naturali

La minimizzazione dell'uso delle risorse naturali e il controllo degli impatti, obiettivi prioritari della gestione ambientale sostenibile sono ottenuti adottando le migliori tecnologie disponibili e pratiche di gestione in grado di assicurare un adeguato controllo dei rilasci nelle matrici ambientali: aria, acque e suoli.
Nella maggior parte dei siti produttivi – raffinerie, petrolchimici e centri olio – la continua riduzione delle emissioni in atmosfera è garantita dagli adeguamenti tecnologici e dai sistemi di abbattimento dei fumi in linea con le BAT, dal continuo incremento dell'utilizzo del gas naturale con conseguenti benefici in termini di emissioni di inquinanti primari (monossido di carbonio, ossidi di azoto, biossido di zolfo, particolato totale e composti aromatici) e dai programmi di efficienza energetica.
La razionalizzazione dell'uso della risorsa acqua è ottenuta privilegiando lo sviluppo di cicli produttivi integrati basati sul reimpiego delle acque di processo. Nel settore Exploration & Production, i progetti di *water injection* consentono di mantenere la pressione in giacimento, riducendo gli impatti ambientali dello scarico delle acque di formazione. Nel corso del 2008 sono stati avviati o sono proseguiti numerosi progetti di *water injection* in Libia (Bouri, Bu Attifel, Wafa), in Egitto (Belayim), in Nigeria, in Algeria, in Indonesia e Congo: grazie ai lavori svolti, si prevede per il 2009 una reiniezione potenziale di circa 5,5 milioni di metri cubi di acqua altrimenti scaricata in ambiente. Sono anche proseguiti gli studi per valutare la fattibilità di progetti assimilabili in Kazakhstan (Kashagan) ed Italia.
La gestione dei rifiuti prodotti è realizzata mediante l'ottimizzazione dei processi produttivi, l'individuazione di iniziative finalizzate a limitare il ricorso alle discariche e il controllo sempre più rigoroso sugli operatori terzi utilizzati.
Continua inoltre la pianificazione e gestione delle attività di dismissione/demolizione di impianti industriali, degli interventi di bonifica di suoli e falde e del ripristino ambientale, secondo prassi e procedure codificate in modo sostenibile dal punto di vista ambientale.
I rifiuti da attività produttive sono circa 1,9 milioni di tonnellate in aumento del 6% rispetto al 2007. Tale aumento è dovuto soprattutto al settore Exploration & Production che nel 2008 ha acquisito nuove attività di *drilling* in Alaska ed ha smaltito *cuttings* in Nigeria.
Nel 2008 nel settore Exploration & Production è stato effettuato un *assessment* sulla gestione dei rifiuti e la preparazione Piani di Gestione rifiuti nell'ambito di specifici *Waste Management Plan* (WMP) presso le consociate estere. L'*assessment* ha riguardato le 15 società più significative per la produzione di rifiuti e per il contesto di riferimento in 10 paesi. L'obiettivo è stato raggiunto da 11 società operatrici (73%) in 7 paesi Algeria, Pakistan, Russia, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Congo e sarà implementato nel 2009 in Nigeria, Egitto e Croazia.
Eni, al fine di tutelare le aree nelle quali opera, ha definito responsabilità e modalità operative per ridurre l'impatto negativo sull'ambiente derivante dagli *oil spill*; gli strumenti operativi prevedono la collaborazione con società esterne e/o organizzazioni internazionali specializzate.
Nel 2008, nel settore Exploration & Production sono avvenuti 378 *oil spill* per un totale di 7.024 barili di olio sversato (in diminuzione rispetto ai due anni precedenti).

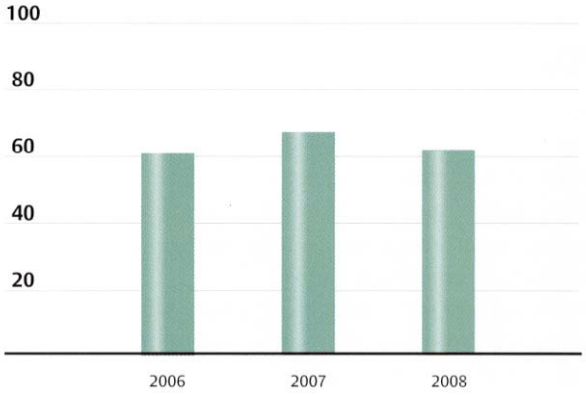
Cambiamenti climatici e emissioni

Il piano di azioni Eni volto alla mitigazione dei cambiamenti climatici, finalizzato nel corso del 2008, è basato su progetti di riduzione del *gas flaring*, progetti di risparmio energetico per l'aumento dell'efficienza degli impianti e iniziative progettuali finalizzate alla ricerca e sviluppo di tecnologie per il contenimento delle emissioni di CO_2.
In particolare l'impegno di Eni si indirizza verso:

- la riduzione delle emissioni da *gas flaring*: nel corso del 2008 è stato presentato un piano di investimenti che prevede un abbattimento delle emissioni di gas serra da *flaring* del 70% nel 2012 rispetto ai livelli del 2007;
- l'aumento dell'efficienza in tutta la filiera energetica: dalle attività di produzione (inclusa la riduzione del *gas flaring/venting*) al trasporto e conversione dell'energia, agli usi finali; la Divisione Gas & Power collabora con i clienti finali, erogando servizi di consulenza tecnica per realizzare iniziative di risparmio energetico;
- studi di fattibilità e programmazione di interventi basati su fonti energetiche rinnovabili (es. fotovoltaico, biomasse e eolico);
- i processi di cattura e confinamento geologico della CO_2 (considerati tecnicamente fattibili, ma la cui efficacia, economicità e sicurezza nel lungo termine sono ancora soggette a sperimentazione); nell'ottobre 2008 Enel ed Eni hanno firmato un accordo strategico per realizzare il primo progetto integrato per la cattura, il trasporto e la sequestrazione geologica dell'anidride carbonica;
- la biofissazione della CO_2.

Nel 2008 le emissioni totali di gas serra, espresse in tonnellate di CO_2eq e comprensive delle emissioni di CO_2 da combustione e da processo, delle emissioni di metano (convertite in CO_2 utilizzando il *Global Warming Potential* pari a 21) e delle emissioni da *flaring* e *venting*, sono in diminuzione del 7% rispetto ai livelli 2007.
La riduzione più significativa si è registrata per il settore Exploration & Production ed è dovuta principalmente alla riduzione delle attività di *flaring* in Russia e Nigeria.

Eni - emissioni di gas serra



IL FUTURO DELL'ENERGIA E L'INNOVAZIONE

Le sfide future dell'energia

La disponibilità di energia è fondamentale per sostenere lo sviluppo sociale ed economico mondiale. L'industria energetica si trova a fronteggiare simultaneamente la sfida della crescita dei fabbisogni energetici e le principali tematiche a essa correlate – l'interdipendenza energetica, la sicurezza delle forniture e l'impatto ambientale della produzione e dell'utilizzo delle fonti fossili.

Il tema dell'interdipendenza energetica è cruciale in quanto influenza profondamente i rapporti tra paesi produttori e paesi consumatori e, inoltre, risulterà sempre più rilevante nel lungo termine.

La diversificazione delle aree di produzione e delle fonti di energia rappresenta un passo necessario per fronteggiare il tema dell'interdipendenza e della sicurezza delle forniture.

L'aumento e la diversificazione dell'offerta energetica non è un problema di scarsità delle risorse, bensì di limitata accessibilità, complessità tecnica e costi elevati. Le risorse di idrocarburi convenzionali tecnicamente recuperabili sono sufficienti a sostenere gli attuali livelli produttivi per ulteriori 95 anni.

Le compagnie petrolifere occidentali hanno limitato accesso alle risorse di idrocarburi più economiche e abbondanti, che sono sotto il diretto controllo delle compagnie nazionali e dei rispettivi governi. Da ciò deriva un assottigliamento di opportunità per le compagnie occidentali, sempre più orientate verso le aree di frontiera (acque ultra profonde, zone artiche, strutture geologiche complesse) costose e tecnicamente difficili da valorizzare.

A ciò si aggiunge che le fonti rinnovabili forniscono attualmente un contributo limitato ai consumi energetici mondiali – 3% escludendo il contributo di biomasse e rifiuti – a causa dei ridotti volumi e degli elevati costi di produzione con le tecnologie oggi disponibili. A esempio, l'energia solare soddisfa meno dell'1% dei fabbisogni energetici globali e il costo di produzione dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici è 5-10 volte più elevato rispetto a quello di impianti termoelettrici a gas o oil.

I biocarburanti contribuiscono solo all'1% dei consumi nel settore mondiale dei trasporti, le loro produzioni richiedono l'utilizzo di ampie aree di terra e il costo di produzione dell'etanolo non è competitivo con quello della benzina su scala globale. In aggiunta, si è innescata una competizione molto accentuata tra tale settore e quello alimentare, a causa dei crescenti consumi di cereali e oli vegetali per la produzione dei biocarburanti.

La dominanza delle fonti fossili nel mix energetico porta in evidenza il tema dell'impatto ambientale delle attività energetiche. Il 60% delle attuali emissioni globali di CO_2 di origine antropica (circa 30 miliardi di tonnellate al 2005) sono prodotte dal settore energetico, in primis dalla combustione del carbone.

Il percorso che porta alla soluzione delle sfide sopra esposte passa per alcuni pilastri portanti, rappresentati dall'innovazione tecnologica e dall'efficienza energetica nonchè dallo sviluppo di nuove forme di collaborazione con i paesi produttori e con le loro compagnie di stato.

Eni ripone un'attenzione particolare su entrambi questi aspetti che hanno impatto diretto sull'offerta e sui consumi di energia e sono determinanti per mitigare gli impatti negativi sull'ambiente.

La strategia per l'innovazione tecnologica

A supporto dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di innovazione tecnologica, Eni ha definito una nuova *policy* basata sulle seguenti quattro linee di azione:

i) **Ripartizione delle linee Ricerca e Sviluppo tecnologico su tre centri**: il Centro per le Energie non-Convenzionali di Novara, il Centro per *Oil&Gas* di S. Donato Milanese e il Centro per l'Ambiente di Monterotondo (Roma); (il Programma *Along with Petroleum* (AwP), per la ricerca e lo sviluppo di tecnologie per l'utilizzo dell'energia solare e la produzione di biocombustibili è condotto presso i primi due);

ii) **Sviluppo di un sistema di alleanze strategiche e collaborazioni scientifiche**. Eni sta sviluppando un sistema di Alleanze strategiche con Università, Centri e primarie società di ricerca nel settore energetico o in ambiti a esso contigui, la cui eccellenza sia riconosciuta a livello internazionale e dotati di una struttura di riferimento unitaria verso l'esterno. Nel corso del 2008 Eni ha firmato un'importante Alleanza di Ricerca con il *Massachusetts Institute of Technology* di Boston, centrata sullo sviluppo di tecnologie innovative in ambito solare ma anche su temi *oil&gas* e di sostenibilità ambientale. L'Alleanza ha durata quinquennale e prevede un impegno economico di 50 milioni di dollari complessivamente. Nello stesso anno sono stati sottoscritti accordi quadro con i Politecnici di Milano e Torino – che costituiscono il riferimento per le numerose collaborazioni in corso e in via di definizione con queste Università;

iii) **Valorizzazione della Proprietà Intellettuale generata dalle attività di Ricerca e Sviluppo**. Gli *asset* intellettuali costituiscono un patrimonio fondamentale per Eni. Nel 2008 sono stati depositate 96 domande di brevetto, con un aumento del 39% rispetto al 2007. In particolare, sono state depositate: 27 domande di brevetto relative a tecnologie di perforazione e completamento, geologia/geofisica/giacimenti, ingegneria, *mid/downstream*; 2 su tecnologie per il trasporto gas; 20 su tecnologie relative a biocarburanti, catalizzatori e processi di raffinazione e ambiente; 8 su solare e biomasse; 11 su tecnologie pertrolchimiche;

iv) **Sostenere, promuovere e premiare la ricerca scientifica d'avanguardia**. A questo scopo nel 2007 è stato istituito il premio Eni *Award* per la ricerca scientifica nel settore dell'energia sostenibile. Forti del successo ottenuto nel primo anno (2008), l'edizione del 2009 è stata ampliata, sia per numero di riconoscimenti – che sono passati da due a tre, ovvero "Nuove frontiere degli idrocarburi", "Energie alternative e non convenzionali", "Protezione dell'Ambiente" – sia per entità economica degli stessi. L'edizione 2009 ha registrato un incremento di adesioni del 124% rispetto al 2008.

Lo sviluppo delle attività *upstream* e del gas naturale

Eni è impegnata nello sviluppo di tecnologie avanzate di esplorazione e produzione in aree di frontiera e con caratteristiche ambientali e geologiche complesse (fondali marini in acque profonde e ultra profonde, aree artiche e subartiche). L'obiettivo tecnologico in tale ambito è quello di migliorare la descrizione del sottosuolo, la stima della quantità e qualità dei fluidi presenti nei bacini sedimentari, nonché la capacità di produrre idrocarburi in tali aree garantendo la salvaguardia del contesto locale.

Eni è impegnata anche nello sviluppo di tecnologie che consentano di aumentare i volumi di idrocarburi estraibili dai giacimenti.

L'applicazione di tecniche avanzate di recupero degli idrocarburi ai giacimenti già scoperti (*Enhanced Oil&Gas Recovery*) è ambientalmente sostenibile in quanto consente di aumentare la produzione di idrocarburi senza comportare impatti addizionali in termini di occupazione di superficie, utilizzo di risorse (acqua/energia), produzione di sotto-prodotti inquinanti (gas acidi).

In aggiunta, l'aumento di un solo punto percentuale del fattore di recupero consentirebbe di aumentare le riserve petrolifere mondiali di diverse decine di miliardi di barili e di allungare la vita residua delle riserve disponibili di uno/due anni.

La disponibilità di tecniche avanzate di recupero può risultare determinante nei rapporti con i paesi produttori – dove molti grandi giacimenti sono sviluppati con tecniche tradizionali e prossimi al declino produttivo – e anche per l'accesso alle risorse di idrocarburi non convenzionali (greggi ultra pesanti, sabbie bituminose, *tight gas* e *coal bed methane*).

Eni è impegnata anche nella valorizzazione di volumi di gas attualmente considerati marginali, a causa della loro distanza dai mercati finali o delle loro ridotte dimensioni o per le complesse caratteristiche geologiche (es. bassa permeabilità). Esistono abbondanti risorse con tali caratteristiche (circa il 15% delle riserve provate di gas mondiali) che non possono essere valorizzate con le tecnologie di produzione e trasporto attualmente disponibili.

Eni sta perseguendo opzioni tecnologiche che consentano il trasporto o la conversione di queste risorse in prodotti liquidi, per la loro commercializzazione nei mercati finali.

I risultati conseguiti nel 2008

Nel 2008 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 217 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi, (208 nel 2007).

Il personale impegnato nelle attività di R&S Eni al 31 dicembre 2008 è di 1.098 unità. Nella tabella seguente sono indicati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica.

Principali risultati di innovazione tecnologica conseguiti nel 2008

Tecniche avanzate di esplorazione	
Seismic on ice	È stata ultimata con successo la prima campagna sismica in assoluto per la ricerca di idrocarburi effettuata su ghiaccio galleggiante in Alaska. Si è dimostrata la possibilità di estendere l'attività esplorativa oltre la stagione estiva e di mettere a punto sistemi innovativi per minimizzare l'impatto ambientale dell'esplorazione petrolifera nelle zone artiche e subartiche.
Depth Velocity Analysis (DVA)	Si è concluso lo sviluppo di un *software* avanzato che consente l'analisi dei dati di velocità derivanti dalla prospezione sismica. Si presta a essere applicato in tutti i campi in cui sia richiesta la visualizzazione di zone del sottosuolo strutturalmente complesse (es. giacimenti profondi "nascosti" da strati di sale o di basalto nel Golfo del Messico, in Brasile, Africa, Mar Caspio, etc.).
Multi-frequency Marine Controlled Source Electromagnetic (CSEM)	E' stata sviluppata una tecnologia (CSEM) in grado di identificare zone di possibile presenza di idrocarburi, fino a profondità di alcuni chilometri, attraverso il rilevamento della risposta elettromagnetica del sottosuolo a una sollecitazione prodotta da una sorgente artificiale. Insieme alle più avanzate tecniche di analisi sismica, il CSEM ha consentito di ridurre in modo significativo il rischio minerario nell'*offshore* nigeriano e norvegese, consentendo un'accurata valutazione del potenziale produttivo, successivamente confermato dai risultati della perforazione.
Time-Lapse Micro-Gravity and Electric/Magnetic Methods (4D-MGG)	E' stata sviluppata una tecnologia proprietaria (sui cui è stata depositata domanda di brevetto) per la misura della variazione dei campi gravitazionali, elettrici e magnetici in giacimento, in grado di distinguere le zone del giacimento occupate da gas rispetto a quelle con liquido, olio o acqua. Test in campo condotti in Italia hanno mostrato una notevole efficacia nel caratterizzare giacimenti interrotti da barriere di permeabilità e nel monitoraggio/ottimizzazione della produzione (e.g. stoccaggio gas).
Coil Shooting	Si tratta di una metodologia di acquisizione di dati sismici in mare attraverso cavi a rimorchio (*streamers*) trascinati su rotte a spirale anziché secondo la tradizionale griglia a geometria regolare. Nel 2008 è stata svolta con successo una campagna di acquisizione dei dati sismici in Indonesia ed è attualmente in corso l'interpretazione dei dati.
Aumento del fattore di recupero	
Recupero con iniezione di vapore	Una particolare tecnica di iniezione di vapore sarà impiegata per valorizzare un giacimento di greggi pesanti nell'*offshore* del Congo. La tecnologia specifica non risulta sia mai stata applicata finora nelle profondità marine.
Enhanced Oil Recovery con iniezione di CO_2	Eni ha avviato attività di ricerca per l'applicazione di una tecnica di recupero avanzato (EOR) con iniezione di CO_2 per aumentare il fattore di recupero dei greggi pesanti estratti da campi operati da Eni. La CO_2 potrebbe essere recuperata da impianti industriali in prossimità dei campi. Un progetto di tal genere rappresenterebbe un complesso integrato di grande valenza strategica per la cattura, il trasporto e l'EOR/stoccaggio della CO_2. Nei casi più favorevoli, stime preliminari indicano la possibilità di raddoppiare la quantità di greggio estraibile.
Monetizzazione delle risorse di gas marginale	
Gas-to-Liquids (GtL)	Il processo GtL trasforma il gas naturale in distillati attraverso tre fasi: produzione di gas di sintesi (CO e H_2), sintesi di cere via Fischer-Tropsch e conversione di queste ultime in distillati. Il progetto GtL è giunto nel 2001 alla realizzazione di un impianto pilota con capacità di 20 b/g presso la raffineria di Sannazzaro e nel 2008 si sono concluse le attività sperimentali e di ingegneria, che rendono oggi disponibile a Eni una tecnologia GtL proprietaria.
Trasporto gas ad Alta Pressione (TAP)	Eni ha sviluppato soluzioni tecnologiche innovative per il trasporto di grandi portate di gas naturale (dell'ordine dei 20-30 miliardi di metri cubi/anno) su lunghe distanze (oltre 3 mila chilometri), consentendo così di congiungere mercati e aree produttive distanti tra loro. La tecnologia è stata provata (caso unico al mondo) su scala pilota, con la messa in esercizio in condizioni reali di tratti di condotta realizzati con acciai ad alta resistenza (X80 e X100[1]). Per comprendere il comportamento delle condotte anche in condizioni di danneggiamento estremo, sono state eseguite anche prove di scoppio. Il prossimo obiettivo tecnologico è di verificare la tecnologia su materiali X100.
TPI – Trasporto a Pressione Intermedia	Eni intende indagare le potenzialità e la maturità tecnologica di questa opzione di trasporto, che sembra avere un *time to market* più vicino. Nel 2008 sono stati prodotti i primi tubi di grado X80 da parte di alcuni produttori *leader* mondiali.
Conversione di greggi pesanti e "frazioni" in prodotti leggeri	
Eni Slurry Technology (EST)	Il processo EST consiste nella idroconversione catalitica in fase *slurry* di greggi pesanti, extra pesanti e di residui di raffinazione in distillati medi per autotrazione. Rispetto alle tecnologie concorrenti disponibili sul mercato, EST permette di convertire completamente gli asfalteni (la frazione del greggio più difficile da trattare) ed elimina i sottoprodotti non valorizzabili (olio combustibile e coke). Nel 2008 sono proseguiti i test della tecnologia proprietaria sull'impianto dimostrativo realizzato presso la raffineria di Taranto. Inoltre è in corso la realizzazione del primo impianto industriale da 23.000 b/g, basato sulla tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (PV).
Processi di "*oil upgrading*"	
LCO Upgrading	Coerentemente con l'obiettivo di adeguare le produzioni all'evoluzione della domanda attesa di prodotti petroliferi (crescita gasolio, riduzione benzina, contrazione olio combustibile), il progetto punta all'*upgrading* della corrente di raffineria LCO (*Light Cycle Oil*) in diesel. Nello scorso anno si sono conclusi lo studio dello *scale-up* del catalizzatore e la valutazione tecnico-economica dell'applicazione industriale. I risultati ottenuti saranno alla base del prototipo industriale.È stata depositata una domanda di brevetto per l'integrazione della tecnologia con il *cracking* catalitico.

Principali risultati di innovazione tecnologica conseguiti nel 2008

Processi di *"oil upgrading"*

Progetto Idrogeno	L'obiettivo del progetto è lo sviluppo della tecnologia di *reforming* (*Short Contact Time – Catalytic Partial Oxidation*) per trasformare idrocarburi gassosi e liquidi (gas naturale, GPL, *fuel gas*, frazioni liquide anche di bassa qualità) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno) utilizzando reattori fino a 3 volte più piccoli rispetto a quelli oggi in uso. Il processo punta a aumentare in modo economico la disponibilità di idrogeno per le operazioni di raffineria e di *"oil upgrading"*. Nel corso del 2008, in una stazione di servizio *multi-fuel* a Mantova è stato installato e avviato un impianto di produzione di idrogeno di piccola taglia (20 Nm3/h) ed è in corso la sperimentazione della tecnologia, con alimentazione di idrocarburi leggeri e ossigeno a un impianto dimostrativo da 200 Nm3/h.

Petrolchimica

Chimica di base	A livello di laboratorio è stato consolidato il nuovo processo di ossidazione del cumene a cumene idroperossido. Tale processo consente l'ottenimento di alte selettività. È stata verificata la possibilità di utilizzare il nuovo processo anche su alchilbenzeni diversi dal cumene. Sempre a livello di laboratorio è stata messa a punto una metodologia per la produzione del cumene mediante alchilazione del benzene con alcool isopropilico, con un sistema catalitico proprietario. È stata consolidata su scala di laboratorio la possibilità di produrre etilbenzene a temperature significativamente inferiori alle usuali impiegando nuovi sistemi catalitici a base di zeoliti, con potenziali benefici in termini di risparmio energetico.
Polietileni	Sono state condotte con esito positivo prove industriali per la messa a punto di un prodotto ULDPE (*ultra low density polyethylene*) per il *"compound"* con polipropilene, per applicazioni automobilistiche.
Elastomeri	Per la produzione di copolimeri etilene propilene (EPR) (gomma etilene-propilene) e di terpolimeri del tipo EPDM (gomma etilene-propilene-butadiene) è stato studiato un nuovo attivatore del sistema catalitico in grado di migliorare resa e qualità del prodotto (es. riduzione del contenuto dei residui di cloro). È stato completato l'avviamento dell'impianto Neocis per la produzione di polibutadiene "alto cis", nell'assetto previsto dall'investimento "Neocis 80kta", i cui obiettivi sono stati sostanzialmente raggiunti. Sono stati sviluppati nuovi tipi di polibutadiene, migliorati per talune applicazioni nel campo delle materie plastiche, per i quali sono in corso di completamento le attività pilota propedeutiche all'industrializzazione.
Polimeri stirenici	Su scala pilota sono state condotte con esito positivo prove di sintesi HIPS/ABS (High Impact Polystyrene/Acrylonitrile Butadiene Styrene) via polimerizzazione anionica/radicalica a singolo stadio. Presso il sito produttivo di Mantova è stata eseguita con esito positivo la prima produzione sperimentale di un nuovo tipo di polimero HIPS ESCR (*High Impact Polystyrene with higher environmental stress cracking resistance*). Il prodotto ottenuto ha mostrato un significativo miglioramento delle proprietà a rottura. Nell'ambito del progetto di sviluppo di prodotti innovativi per isolamento in edilizia (es. EPS - polistirene espandibile), mediante processo in "massa continua", sono stati prodotti nuovi gradi polimerici a elevato potere isolante.

Ambiente ed efficienza

Riformulazione di carburanti e lubrificanti	Prosegue l'attività di ricerca e sviluppo di prodotti all'avanguardia per il settore trasporti con l'obiettivo di ottimizzare l'efficienza dei motori, ridurre le emissioni nocive e anticipare le specifiche della normativa europea. L'innovazione dei prodotti è anche frutto della collaborazione con i costruttori fra cui Iveco, Piaggio e Daimler. Nel 2008 è stato siglato un accordo di collaborazione con il Centro Ricerche Fiat per testare nuove formulazioni di carburanti.
Programma GHG (Green House Gases)	Il programma GHG include in sé il progetto "EOR con iniezione di CO_2" e prevede inoltre un progetto sperimentale per il sequestro geologico della CO_2 presso il giacimento esaurito di Cortemaggiore, con estese fasi di monitoraggio del sito. Questa attività è inserita nel quadro di una collaborazione con Enel, che prevede l'individuazione e l'analisi di fattibilità di un progetto dimostrativo integrato di cattura e sequestro geologico della CO_2.
Processo Ensolvex	Nel 2008 è stato realizzato un impianto da 4 t/h presso la raffineria di Gela, basato sul processo di estrazione con solvente per la bonifica dei suoli inquinati brevettato da Eni. La tecnologia consente di decontaminare il suolo fino ai limiti imposti dal DM 471/99.
Processo En-Z-Lite	Nel 2008 è stato progettato un impianto dimostrativo in grado di rimuove sostanze organiche dall'acqua per adsorbimento su zeoliti sintetiche idrofobiche rispettando le più rigorose norme sui livelli di MTBE e applicabile a impianti di trattamento di acque reflue per ottenere una corrente idonea alla produzione di vapore.

Fonti di energia rinnovabile

Green Diesel	Nel 2008 è stato completato il *Front End Engineering Design* per un'unità industriale da 250 mila tonnellate/anno di *Green Diesel* prodotto da olio di soia e/o palma mediante il processo *EcofiningTM*, messo a punto con il partner UOP. Il processo consiste nell'idrotrattamento degli oli vegetali con il solo impiego di idrogeno e porta ad un prodotto di natura totalmente idrocarburica, privo di ossigeno e compatibile con i gasoli di origine petrolifera.
Biodiesel da microalghe	Il progetto punta a verificare su scala dimostrativa la fattibilità tecnico-economica di processi di biofissazione della CO_2 prodotta dalla raffineria, utilizzando microalghe in grado di assimilare la CO_2 e contemporaneamente depurare le acque reflue; si ottiene così biomassa potenzialmente convertibile in biodiesel e/o in altri vettori energetici. Gran parte delle attività sperimentali sono svolte presso la raffineria di Gela, dove è in marcia un impianto pilota di piccola scala costituito da fotobioreattori e vasche aperte. Attività microbiologiche di laboratorio hanno consentito di isolare specie algali "indigene" potenzialmente capaci di esprimere maggiori capacità produttive in quanto già adattate alle condizioni locali. Nel 2008 è stato avviato il *Basic Design Package* per un impianto pilota da un ettaro.
Solare	Nell'ambito della conversione dell'energia solare, i principali progetti riguardano: . lo sviluppo di celle fotovoltaiche basate su materiale organico e/o polimerico; . la sintesi di materiali fotoattivi in grado di incrementare l'efficienza di conversione di dispositivi fotovoltaici; . la fotoproduzione di idrogeno per dissociazione dell'acqua; . lo sviluppo di sistemi ibridi di produzione di energia elettrica (con eventuale co-produzione di acqua dissalata) basati su tecnologia solare a concentrazione e cicli combinati, al fine di valorizzare riserve remote di gas naturale. Le attività di ricerca in ambito solare sono eseguite presso il Centro di Ricerca sulle Energie Non Convenzionali di Novara (Istituto Donegani), con la supervisione della Direzione Strategie e Sviluppo e il supporto di collaborazioni esterne (es. alleanza con il Massachusetts Institute of Technology).

RAPPORTI CON IL TERRITORIO E LE COMUNITÀ

Il Modello di Cooperazione e sviluppo nei territori

Eni opera sul territorio dialogando con i propri *stakeholder*, al fine di costituire per le comunità un'opportunità di sviluppo autonomo e sostenibile. A questo proposito, Eni applica un Modello di Relazione con i territori che valorizzi il ruolo di cooperazione tecnica allo sviluppo, tramite strumenti quali gli accordi che Eni sigla con i soggetti istituzionali dei Paesi o delle Regioni in cui opera (i *Memorandum of Understanding* o i Protocolli d'Intesa), i processi di coinvolgimento degli *stakeholder* e delle comunità per lo sviluppo locale e l'azione filantropica integrata di Eni Foundation. Eni inoltre aderisce e partecipa attivamente all'EITI dal 2005, promuovendo presso i Governi dei Paesi in cui opera la pubblicazione dei pagamenti.

Nel 2008, sono stati siglati ***Memorandum of Understanding*** con le Autorità Nazionali in Congo, in Angola, nella Federazione Russa e in Gabon. In **Congo**, è stato firmato l'accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Congo include la ricerca e lo sfruttamento di oli non convenzionali in sabbie bituminose su due importanti aree esplorative (Tchikatanga e Tchikatanga-Makola) e la realizzazione di progetti per la tutela della salute delle comunità (condotti attraverso l'attività di Eni Foundation), il sostegno alla scolarizzazione e la costruzione di infrastrutture. In **Angola** Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* con Sonagol, compagnia nazionale angolana. Il *MoU* comprende progetti relativi ad attività petrolifere *onshore* e a contributi alla crescita delle infrastrutture energetiche del Paese; produzione di *biofuel* sfruttando le eccedenze di produzioni agricole non destinate all'uso alimentare; sviluppo di progetti educativi e cooperazione nella formazione professionale. In **Libia** sono proseguite le attività legate al *Memorandum of Understanding* siglato nel 2006 fra Eni, la Gheddafi Development Foundation e la società petrolifera nazionale (NOC), che prevede un programma di intervento della durata di 8 anni (dal 2006 al 2014) di 150 milioni di dollari.

L'applicazione del modello di cooperazione in Basilicata

Eni si è posta l'obiettivo di integrare gli impegni concordati con le comunità e le istituzioni locali con azioni di dialogo e "accompagnamento" allo sviluppo dei territori interessati – direttamente e indirettamente - dalle attività petrolifere, al fine di attivare processi di sviluppo autonomo e sostenibile, mettendo a disposizione oltre alle proprie risorse economiche, ma anche il capitale relazionale e il *know how* d'impresa. L'approccio seguito si basa sulla promozione del dialogo con gli *stakeholder* per identificare le opportunità di sviluppo del territorio e per progettare congiuntamente le azioni.

Nel 1998, in Basilicata, Eni ha firmato il primo accordo con forti contenuti di sostenibilità fra una Società Petrolifera e una Regione, nell'ambito del quale erano previste iniziative principalmente legate alla salvaguardia dell'ambiente, alla formazione ed allo sviluppo attraverso l'innovazione e la ricerca, oltre che la creazione di una sede locale della Fondazione Eni Enrico Mattei. Oggi, Eni è un "*big player*" economico sul territorio; nel 2008 sono state pagate *royalty* alla Regione Basilicata e ai Comuni interessati per oltre 82 milioni di euro.

In Val Camastra e Val d'Agri nell'ambito del progetto "Missione di Comunità", realizzato in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei e il Consorzio AASTER, è proseguito nel 2008 il coinvolgimento degli attori territoriali prioritari – tra cui amministratori, imprenditori, operatori turistici, associazioni – per l'individuazione e la definizione di percorsi di sviluppo del sistema socio-economico territoriale locale. Il Forum Nazionale "Sviluppo e Comuni Polvere" (Calvello e Abriola, 11-12 luglio) orga-

nizzato da Eni, in collaborazione con i Comuni di Calvello e Abriola, la Fondazione Eni Enrico Mattei, il Consorzio AASTER e l'Editoriale Vita, ha segnato la conclusione della prima fase della Missione di Comunità in Val Camastra. Il 2009 vedrà l'avvio della realizzazione dei progetti concertati.

Le principali iniziative di sviluppo

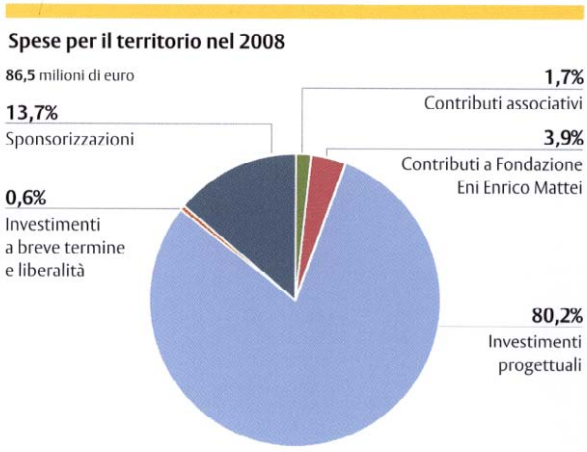
Nel 2008 le **iniziative di sviluppo** realizzate a favore delle comunità riguardano principalmente progetti e investimenti che hanno sostenuto:

- lo sviluppo del sistema socio-economico locale, attraverso il sostegno all'imprenditoria e il potenziamento infrastrutturale territoriale;
- l'educazione e l'istruzione delle nuove generazioni;
- la tutela e la promozione delle culture, dei valori ecosistemici e identitari locali;
- il diritto alla salute delle comunità.

Nel 2008, le spese per il territorio ammontano a 86,5 milioni euro, registrando un incremento del 15% rispetto al 2007.

Eni incoraggia e sostiene lo sviluppo del **sistema socio-economico locale** - attraverso il sostegno all'imprenditoria e il potenziamento infrastrutturale – al quale è stato destinato il 71% degli investimenti per le comunità. In **Nigeria**, nell'ambito del *Green River Project*, Eni, le comunità locali e la *Consultants Community Development Foundation* hanno avviato nel 2008 il *Micro-credits Scheme*, attraverso il quale trenta società cooperative che hanno potuto accedere al credito hanno ricevuto prestiti il cui importo varia dai 4.000 ai 6.000 dollari. Sempre nell'ambito del *Green River Project* sono stati realizzati 3 progetti a sostegno della produzione agricola locale.

Eni promuove lo **sviluppo infrastrutturale** in campo energetico sfruttando al meglio le possibilità tecnologiche attuali delle fonti energetiche rinnovabili: nel 2008 sono state intraprese azioni in Nigeria, Egitto, Mali.



Promuovere la **salute** significa costruire i presupposti necessari allo sviluppo. Eni sostiene interventi tesi a potenziare il sistema sanitario nazionale del Paese in cui opera e promuove iniziative per l'abbattimento dei rischi sanitari. Nel 2008, eni ha investito nella dotazione di strutture sanitarie in Ecuador, Kazakhstan, in Mali, in Nigeria, in Egitto, in Pakistan e in Tunisia; inoltre, ha sostenuto importanti campagne di promozione della salute nel mondo, tra cui il Programma di *screening* per la prevenzione dei tumori al seno in Australia, il Programma nazionale per l'allattamento al seno a Timor Est, e campagne di immunizzazione da poliomielite in Pakistan.

Il sostegno all'**educazione** e all'**istruzione** è tema fondamentale per la crescita delle nuove generazioni. Nel 2008 è stato fornito materiale didattico a circa mille studenti ecuadoriani. Sono state costruite strutture scolastiche (scuole, asili) e Centri didattico-scientifici in Nigeria, Pakistan, Kazakhstan, Norvegia, Australia. Eni ha sostenuto programmi educativi in India, Egitto, Kazakhstan e Timor Est in collaborazione con gli *stakeholder* locali. Eni ha inoltre sostenuto la formazione universitaria nei Paesi di presenza operativa, in particolare assegnando borse di studio a un totale di 111 studenti, di cui 25 a studenti kazakhi.

Paese	Ambito tematico	Le principali iniziative realizzate nel 2008
Algeria	Modello di cooperazione Iniziative per le comunità	Attività di consultazione e incontri informativi con le Autorità algerine; collaborazione con la Fondazione Tassili per la realizzazione di interventi a favore delle comunità locali (avviata nel 2007); formazione e impiego di tecnici locali per le attività di restauro (previste all'interno del *Memorandum of Understanding*).
Angola	Modello di cooperazione Iniziative per le comunità	*Memorandum of Understanding* fra Sonangol E.P. ed Eni firmato nell'agosto 2008.
Australia	Attività di consultazione Valutazioni di impatto Iniziative a favore delle comunità	Proseguimento delle attività previste nell'ambito del *Social Impact Assessment* (avviate nel 2007); intraprese consultazioni con le comunità aborigene locali (nell'ambito dello *Stakeholder Engagement Plan*); attività di formazione dedicata che ha coinvolto sia la popolazione locale sia i principali contractors Eni.
Congo	Modello di cooperazione Iniziative per le comunità Valutazioni di impatto Trasparenza dei pagamenti (EITI)	Progetto Kento Muana (finalizzato alla prevenzione della trasmissione madre-figlio del virus HIV); terminata una centrale elettrica alimentata con il gas di M'boundi, elaborazione di un *Social Impact Assessment* e di un *Health Impact Assessment*; realizzazione di un *Biodiversity & Ecosystem Assessment*; impiego personale locale nelle attività legate allo sviluppo del territorio; formalizzazione attività del Comitato Esecutivo (di cui fa parte Eni) per la pubblicazione dati delle attività/pagamenti legati all'attività operativa.
Ecuador	Modello di cooperazione Iniziative per le comunità	Realizzazione progetti di micro-imprenditorialità femminile; progetti nel settore sanitario, turistico e infrastrutture; analisi preliminare del progetto *Villano Biodiversity*.
Egitto	Iniziative per le comunità	Utilizzo fornitori e sub-fornitori locali; interventi e formazione nel settore sanitario.
India	Sviluppo socio economico del territorio Valutazioni di impatto	Utilizzo fornitori e sub-fornitori locali; realizzazione di un *Social Baseline Assessment* nel Rajasthan e nelle Isole Andamane (in corso).
Indonesia	Iniziative per le comunità	Interventi a favore delle comunità (settore sanitario e infrastrutture); consultazioni per identificazione *stakeholder* rilevanti.
Italia (Val d' Agri)	Modello di cooperazione Sviluppo socio economico del territorio	Realizzate consultazioni previste dal progetto Missione di Comunità (interviste al mondo dell'istruzione e delle imprese). Progetto pilota di sviluppo sul comune di Calvello (pubblicazione di un Bilancio Sociale di Calvello e Val Camastra).
Kazakhstan	Valutazioni di impatto Iniziative per le comunità Diritti Umani Trasparenza dei pagamenti (EITI)	Kashagan: prosecuzione attività di consultazione degli *stakeholder* rilevanti (nell'ambito del *Social Impact Assessment*) ; elaborazione di un *Health Impact Assessment*; Karachaganak: in corso l'aggiornamento del *Social Baseline Assessment*; elaborazione *Biodiversity & Ecosystem Assessment* (studio di due anni concluso nel 2008); promozione iniziative per lo sviluppo sociale e infrastrutturale per entrambe le attività; pubblicazione dati relativi all'anno 2006, come previsto dall'EITI, per le attività di Kashagan (Agip Caspian Sea BV-Consorzio KCO) e Karachaganak (Agip Karachaganak BV–Consorzio KPO); realizzazione di un *Human Rights Compliance Assessment* (progetto pilota).
Libia	Modello di cooperazione Interventi a favore delle comunità (MoU) (Procurato locale)	Proseguimento attività previste dal *Memorandum of Understanding* (avviate nel 2007) relative ad iniziative a favore delle comunità (settore sanitario, formazione, tutela dell'ambiente e del patrimonio culturale). Prosieguo attività relative all'*Health Impact Assessment* per l'area di Kufra e Murzuq (avviato nel 2007), ampliamento dell'utilizzo dello strumento di *local content* per lo sviluppo socio economico del territorio.
Mali	Interventi a favore delle comunità (Procurato locale) Valutazioni d'impatto	Attivazione di iniziative nel campo della sanità e dell'accesso alle fonti idriche nella regione di Tombouctou; formazione e impiego di tecnici e fornitori locali.
Nigeria	Modello di cooperazione Diritti umani e Security Gestione del rischio Trasparenza dei pagamenti Iniziative per le comunità (Procurato locale e microcredito) Valutazioni di impatto	Realizzazione dello *Human Rights Compliance Assessment* (con progetto pilota nell'ambito dell'implementazione delle Linee Guida per la Tutela e la Promozione dei Diritti Umani); redazione di una bozza di *Stakeholder Engagement Plan*; pubblicazione dati sui pagamenti petroliferi come previsto dall'EITI (*Extractive Industries Transparency Initiative*); impiego e sviluppo di personale locale; progetti per l'utilizzo del gas associato; realizzazione in corso di un *network* di gasdotti diretti al terminale di Brass per nuovo impianto di liquefazione per commercializzare il gas associato all'olio; interventi nel settore della formazione legati allo sviluppo di forme microimprenditoriali nelle aree di attività (attraverso il *Microcredit Scheme* avviato all'interno del *Green River Project*); elaborazione di una *Baseline* relativa all'*Health Stream Project*.
Norvegia	Interventi a favore delle comunità	Proseguimento attività di consultazione comunità locali nell'ambito del *Goliat Impact Assessment*.
Pakistan	Valutazioni di impatto Iniziative per le comunità	Ampliamento dell'utilizzo del personale locale nelle attività Eni; ampliamento dell'utilizzo del microcredito come strumento di sviluppo locale (attività di *empowerment* per le donne della comunità di Chinni Taluna Sehwan); proseguimento attività nell'ambito dell'*Health Impact Assessment* - HIA (prima fase del processo di HIA avviato nel 2007) relativo alla popolazione dell'area Bhit; elaborazione di una *Social Baseline Analysis* nella regione dell'East Sindh.
Timor Leste	Iniziative per le comunità (Procurato locale) Trasparenza dei pagamenti (EITI)	Analisi del contesto e definizione del piano d'intervento a favore dello sviluppo delle comunità; proseguimento attività dell'EITI (*Extractive Industries Transparency Initiative*) *Multistakeholder Working Group* (avviato nel 2007), legate alla realizzazione di un Piano di lavoro pluriennale relativo alla futura implementazione dell'iniziativa nel Paese (non ancora in produzione).
Paesi di recente interesse/acquisione (Gabon, Papua Nuova Guinea)	Sviluppo socio economico del territorio Trasparenza dei pagamenti (EITI)	Attività di consultazione e incontri informativi con le autorità locali. Inserimento dell'EITI (*Extractive Industries Transparency Initiative*) nei contratti relativi alle recenti acquisizioni (Gabon).

Eni Foundation

Nel 2008 è proseguita l'attività di Eni Foundation per la tutela delle fasce d'età più vulnerabili. Iniziative sono state attivate in Congo (in particolare attraverso il Programma Salissa Mwana di vaccinazioni e di monitoraggio epidemiologico contro le principali patologie infantili e il progetto Kento Mwana per la prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a figlio); in Angola (attraverso il Progetto sanitario-nutrizionale a favore dell'infanzia di Luanda), in Indonesia e in Italia. Attraverso Eni Foundation, Eni ha inoltre erogato la prima tranche di 100 milioni di euro, dei 200 complessivi, destinati all'iniziativa "Fondo Carta Acquisti" promossa dal Governo Italiano a favore delle fasce più deboli della popolazione.

La tutela e la valorizzazione degli ecosistemi

Eni riconosce, in linea con i principi dichiarati nella Convenzione sulla Biodiversità del 1992, la relazione esistente tra ecosistemi, conservazione della biodiversità e benessere umano. Per questo, effettua studi e valutazioni dell'impatto delle proprie attività sugli ecosistemi e sulla biodiversità, al fine di promuovere e realizzare, nell'ambito di una cooperazione con gli *stakeholder* di riferimento, azioni e progetti di salvaguardia, recupero e valorizzazione del territorio.

La rilevazione dei potenziali rischi per la salute degli ecosistemi è realizzata attraverso progetti di ricerca che permettono di individuare opportunità di sviluppo per il territorio volte non solo a ridurre tali rischi ma anche a generare valore per le comunità. Le attività, che coinvolgono anche Organizzazioni Non Governative (ONG) internazionali ed enti di ricerca, riguardano progetti in contesti ambientali, terrestri e marini, particolarmente sensibili, come le zone artiche e le foreste pluviali. I progetti hanno riguardato principalmente lo studio, il monitoraggio e la mitigazione degli impatti sulla Biodiversità determinati dalle attività operative, anche al fine di predisporre strumenti e programmi specifici da applicare in tutte le attività aziendali, in linea con le linee guida dell'EBI (*Energy and Biodiversity Initiative*). Nel 2008, sono proseguiti e avviati progetti in Italia, Stati Uniti (Alaska), Ecuador, Norvegia, Kazakhstan.

Nel 2008, Eni ha avviato il "Progetto Biodiversità", con l'obiettivo di sviluppare strategie, metodi e strumenti comuni per la gestione degli aspetti legati alla tutela degli ecosistemi e della biodiversità secondo un nuovo approccio ecosistemico.

La promozione di una cultura dello sviluppo sostenibile

Il sostegno della ricerca e della cultura

Eni sostiene la cultura attraverso una strategia di sponsorizzazione basata sulla co-progettazione con le più importanti istituzioni che operano nel campo dell'arte, della letteratura, della conservazione dei beni culturali. Nel 2008 Eni ha avviato una collaborazione con Legambiente, sostenendo il Progetto "Il futuro del Pianeta, gli scenari dell'Energia" che promuove la conoscenza delle problematiche ambientali ed energetiche globali, con un'attenzione particolare alle fonti non convenzionali.

Nel 2008 Eni ha investito 11,82 milioni di euro in sponsorizzazioni, di cui più del 78% impiegati in iniziative a sostegno della cultura.

Eni sostiene la ricerca scientifica, collaborando a progetti internazionali, erogando contributi per finanziare Centri di Ricerca e finanziando borse di dottorato. Tra le ricerche scientifiche cui Eni collabora si segnala il progetto "*Solar Frontiers Research Project*", condotto con il MIT e finalizzato allo sviluppo di tecnologie avanzate nel solare di nuova generazione (ved. capitolo dedicato).

Nel 2008 Eni ha realizzato accordi e *partnership* con Centri di Ricerca e Università Italiane ed estere, promuovendo percorsi di alta formazione, contribuendo alla creazione di competenze professionali e attivando nuovi canali per il reclutamento di talenti.

La società promuove inoltre il premio Eni *Award*, che prevede riconoscimenti per progetti d'avanguardia in tre ambiti: Scienza e Tecnologia, Ricerca e Ambiente, Debutto nella Ricerca.

Le attività della fondazione Eni Enrico Mattei

La **Fondazione Eni Enrico Mattei** (FEEM) ha come scopo quello di contribuire all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia e lo sviluppo sostenibile. Nel 2008, la Fondazione ha sviluppato 60 progetti internazionali, in parte finanziati dall'Unione Europea, e ha organizzato oltre 90 eventi fra seminari, conferenze e *workshop*.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo **www.eni.it.** Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield*, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

TSR (*Total Shareholder Return*) Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe *Barrel of Oil Equivalent* Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il *visbreaking*, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamen-

to primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore*, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero de-

gli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi, sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per

ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di *asset* o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equity* – nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il *management* calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Bilancio Consolidato 2008

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2007 Totale	31.12.2007 di cui verso parti correlate	31.12.2008 Totale	31.12.2008 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	2.114		1.939	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:	(2)				
- partecipazioni		*2.476*		*2.741*	
- altri titoli		*433*		*495*	
		2.909		**3.236**	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	20.676	*1.616*	22.222	*1.539*
Rimanenze	(4)	5.499		6.082	
Attività per imposte sul reddito correnti	(5)	703		170	
Attività per altre imposte correnti	(6)	833		1.130	
Altre attività	(7)	1.080		2.349	*59*
		33.814		**37.128**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	50.137		59.155	
Altre immobilizzazioni	(9)	563			
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(10)	2.171		1.196	
Attività immateriali	(11)	4.333		7.715	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	5.639		5.471	
Altre partecipazioni	(12)	472		410	
Altre attività finanziarie	(13)	923	*87*	1.134	*356*
Attività per imposte anticipate	(14)	1.915		2.912	
Altre attività	(15)	1.110	*16*	1.401	*21*
		67.263		**79.394**	
Attività destinate alla vendita	(26)	**383**		**68**	
TOTALE ATTIVITÀ		**101.460**		**116.590**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	7.763	*131*	6.359	*153*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(21)	737		549	
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	17.116	*1.021*	20.515	*1.253*
Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	1.688		1.949	
Passività per altre imposte correnti	(19)	1.383		1.660	
Altre passività	(20)	1.556	*4*	4.319	*4*
		30.243		**35.351**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(21)	11.330	*16*	13.929	*9*
Fondi per rischi e oneri	(22)	8.486		9.573	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	935		947	
Passività per imposte differite	(24)	5.471		5.742	
Altre passività	(25)	2.031	*57*	2.538	*53*
		28.253		**32.729**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(26)	**97**			
TOTALE PASSIVITÀ		**58.593**		**68.080**	
PATRIMONIO NETTO	(27)				
Capitale e riserve di terzi azionisti		**2.439**		**4.074**	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve		34.610		40.722	
Azioni proprie		(5.999)		(6.757)	
Acconto sul dividendo		(2.199)		(2.359)	
Utile dell'esercizio		10.011		8.825	
Totale patrimonio netto di Eni		**40.428**		**44.436**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**42.867**		**48.510**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**101.460**		**116.590**	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2006 Totale	2006 di cui verso parti correlate	2007 Totale	2007 di cui verso parti correlate	2008 Totale	2008 di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(30)	86.105	3.974	87.256	4.198	108.148	5.048
Altri ricavi e proventi		783		827		720	39
Totale ricavi		**86.888**		**88.083**		**108.868**	
COSTI OPERATIVI	(31)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		57.490	2.720	58.179	3.777	76.408	6.298
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		*239*		*91*		*(21)*	
Costo lavoro		3.650		3.800		4.004	
- di cui proventi non ricorrenti				*(83)*			
Ammortamenti e svalutazioni		6.421		7.236		9.815	
UTILE OPERATIVO		**19.327**		**18.868**		**18.641**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(32)						
Proventi finanziari		3.749	58	4.445	49	7.985	42
Oneri finanziari		(3.971)	(18)	(4.554)	(20)	(8.198)	(17)
Strumenti derivati		383		26	10	(551)	58
		161		**(83)**		**(764)**	
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI	(33)						
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		795		773		640	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		108		470		733	
		903		**1.243**		**1.373**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**20.391**		**20.028**		**19.250**	
Imposte sul reddito	(34)	(10.568)		(9.219)		(9.692)	
Utile netto		**9.823**		**10.809**		**9.558**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		9.217		10.011		8.825	
- terzi azionisti	(27)	606		798		733	
		9.823		**10.809**		**9.558**	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(35)						
- semplice		2,49		2,73		2,43	
- diluito		2,49		2,73		2,43	

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2006	**4.005**	**959**	**7.262**	**400**	**(398)**	**(5.374)**	**25.168**	**(2.210)**	**9.217**	**39.029**	**2.170**	**41.199**
Utile dell'esercizio									**10.011**	**10.011**	**798**	**10.809**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita				(4)						(4)		(4)
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge*				(1.370)						(1.370)		(1.370)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25	(1.954)					(1.929)	(51)	(1.980)
				(1.349)	**(1.954)**					**(3.303)**	**(51)**	**(3.354)**
Proventi (oneri) complessivi del periodo				**(1.349)**	**(1.954)**				**10.011**	**6.708**	**747**	**7.455**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2006 di 0,60 euro per azione)								2.210	(4.594)	(2.384)		(2.384)
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione)								(2.199)		(2.199)		(2.199)
Attribuzione del dividendo di altre società											(289)	(289)
Versamenti di azionisti terzi											1	1
Destinazione utile residuo 2006							4.623		(4.623)			
Acquisto azioni proprie						(680)				(680)		(680)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(55)	35		55	11			46		46
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							9			9		9
			(55)	**35**		**(625)**	**4.643**	**11**	**(9.217)**	**(5.208)**	**(288)**	**(5.496)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA											(201)	(201)
Costo *stock option* e *stock grant*							18			18		18
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					119		(238)			(119)	11	(108)
					119		**(220)**			**(101)**	**(190)**	**(291)**
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**959**	**7.207**	**(914)**	**(2.233)**	**(5.999)**	**29.591**	**(2.199)**	**10.011**	**40.428**	**2.439**	**42.867**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**959**	**7.207**	**(914)**	**(2.233)**	**(5.999)**	**29.591**	**(2.199)**	**10.011**	**40.428**	**2.439**	**42.867**
Utile dell'esercizio									**8.825**	**8.825**	**733**	**9.558**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita (nota 27)				2						2		2
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* (nota 27)				1.255						1.255	(52)	1.203
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					1.066					1.066	11	1.077
				1.257	**1.066**					**2.323**	**(41)**	**2.282**
Proventi (oneri) complessivi del periodo				**1.257**	**1.066**				**8.825**	**11.148**	**692**	**11.840**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,70 euro per azione a saldo dell'acconto 2007 di 0,60 euro per azione)								2.199	(4.750)	(2.551)		(2.551)
Acconto sul dividendo (0,65 euro per azione)								(2.359)		(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo di altre società											(297)	(297)
Versamenti di azionisti terzi											20	20
Destinazione utile residuo 2007							5.261		(5.261)			
Acquisto azioni proprie						(778)				(778)		(778)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(20)	13		20	(1)			12		12
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							2			2		2
			(20)	**13**		**(758)**	**5.262**	**(160)**	**(10.011)**	**(5.674)**	**(277)**	**(5.951)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA											(31)	(31)
Costo *stock option* e *stock grant*							18			18		18
Diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV				(1.495)						(1.495)		(1.495)
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'acquisizione della Distrigas NV e Hindustan Oil Exploration Co Ltd											1.261	1.261
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni				(1)	198		(186)			11	(10)	1
				(1.496)	**198**		**(168)**			**(1.466)**	**1.220**	**(246)**
Saldi al 31 dicembre 2008 (nota 27)	**4.005**	**959**	**7.187**	**(1.140)**	**(969)**	**(6.757)**	**34.685**	**(2.359)**	**8.825**	**44.436**	**4.074**	**48.510**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Utile dell'esercizio		9.823	10.809	9.558
Ammortamenti	(31)	6.153	7.029	8.422
Svalutazioni (rivalutazioni) nette		(386)	(494)	2.560
Variazioni fondi per rischi e oneri		(86)	(122)	414
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		72	(67)	(8)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(59)	(309)	(219)
Dividendi	(33)	(98)	(170)	(510)
Interessi attivi		(387)	(603)	(592)
Interessi passivi		346	523	809
Differenze cambio		6	(119)	(319)
Imposte sul reddito	(34)	10.568	9.219	9.692
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		25.952	25.696	29.807
Variazioni:				
- rimanenze		(953)	(1.117)	(801)
- crediti commerciali e diversi		(1.952)	(655)	(974)
- altre attività		(315)	(362)	162
- debiti commerciali e diversi		2.146	360	2.318
- altre passività		50	107	1.507
Flusso di cassa del risultato operativo		24.928	24.029	32.019
Dividendi incassati		848	658	1.150
Interessi incassati		395	333	266
Interessi pagati		(294)	(555)	(852)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati		(8.876)	(8.948)	(10.782)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**17.001**	**15.517**	**21.801**
- di cui verso parti correlate	(37)	*2.206*	*549*	*(62)*
Investimenti:				
- immobilizzazioni materiali	(8)	(6.138)	(8.532)	(12.312)
- immobilizzazioni immateriali	(11)	(1.695)	(2.061)	(2.250)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(46)	(4.759)	(3.634)
- partecipazioni	(12)	(42)	(4.890)	(385)
- titoli		(49)	(76)	(152)
- crediti finanziari		(516)	(1.646)	(710)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(26)	185	367
Flusso di cassa degli investimenti		(8.512)	(21.779)	(19.076)
Disinvestimenti:				
- immobilizzazioni materiali		237	172	318
- immobilizzazioni immateriali		12	28	2
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		8	56	149
- partecipazioni		36	403	510
- titoli		382	491	145
- crediti finanziari		794	545	1.293
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(8)	(13)	(299)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.461	1.682	2.118
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		**(7.051)**	**(20.097)**	**(16.958)**
- di cui verso parti correlate	(37)	*(686)*	*(822)*	*(1.598)*

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Assunzione di debiti finanziari non correnti		2.888	6.589	3.774
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.621)	(2.295)	(2.104)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(949)	4.467	(690)
		(682)	**8.761**	**980**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		22	1	20
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		(477)	(340)	(50)
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(7)	(16)	
Cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate		35		
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.610)	(4.583)	(4.910)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(222)	(289)	(297)
Acquisto netto di azioni proprie		(1.156)	(625)	(768)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(7.097)**	**2.909**	**(5.025)**
- di cui verso parti correlate	(37)	*(57)*	*20*	*14*
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(4)	(40)	(1)
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(197)	(160)	8
Flusso di cassa netto del periodo		**2.652**	**(1.871)**	**(175)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(1)	**1.333**	**3.985**	**2.114**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(1)	**3.985**	**2.114**	**1.939**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nelle "Informazioni sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Investimenti finanziari:				
- titoli		(44)	(75)	(74)
- crediti finanziari		(134)	(970)	(99)
		(178)	**(1.045)**	**(173)**
Disinvestimenti finanziari:				
- titoli		340	419	145
- crediti finanziari		54	147	939
		394	**566**	**1.084**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria		**216**	**(479)**	**911**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	68	398	1.938
Attività non correnti	130	5.590	7.442
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	53	1	1.543
Passività correnti e non correnti	(92)	(972)	(3.598)
Effetto netto degli investimenti	**159**	**5.017**	**7.325**
Interessenza di terzi			(1.261)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(13)	(601)
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(60)		
Totale prezzo di acquisto	**99**	**5.004**	**5.463**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(53)*	*(245)*	*(1.829)*
Flusso di cassa degli investimenti	**46**	**4.759**	**3.634**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	9	73	277
Attività non correnti	1	20	299
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(1)	26	(118)
Passività correnti e non correnti	(4)	(94)	(270)
Effetto netto dei disinvestimenti	**5**	**25**	**188**
Plusvalenza per disinvestimenti	3	33	25
Interessenza di terzi			(1)
Totale prezzo di vendita	**8**	**58**	**212**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		*(2)*	*(63)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**8**	**56**	**149**

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda:

(milioni di euro)	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Attività correnti	23		
Attività non correnti	213	38	
Indebitamento finanziario netto	(44)	(4)	
Passività correnti e non correnti	(53)		
Effetto netto dei conferimenti	**139**	**34**	
Interessenza di terzi	(36)		
Plusvalenza da conferimento	18		
Acquisizione di partecipazioni	**121**	**34**	

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2008 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo fatta eccezione per le disposizioni dell'IFRIC 12 "*Service Concession Arrangements*" emesso dallo IASB nel 2006, in vigore dal 1° gennaio 2008 e non ancora omologato dalla Commissione Europea (v. anche sezione "Principi contabili di recente emanazione"). Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei *Production Sharing Agreement* e dei contratti di *buy-back*.

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, generalmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.[1]

Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento in quanto non significative, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato. Il bilancio al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2009, è sottoposto alla revisione contabile della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers in quanto revisore principale di Gruppo è responsabile delle attività di revisione delle imprese controllate, salvo i casi di incompatibilità con la normativa locale e, tenuto conto della normativa italiana, nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del loro lavoro.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

■ Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva,

(1) Secondo le disposizioni del *Framework* dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

è iscritta alla voce dell'attivo "*Goodwill*"; se negativa, è rilevata a conto economico.
Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale *goodwill* a essi attribuibile.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di *minorities*), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata alla voce dell'attivo "*Goodwill*".
Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono rilevati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione di patrimonio netto ceduta.

■ Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

■ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).
Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono imputate alla voce del patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza cambio è imputata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.
I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

■ Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla voce di patrimonio netto "Altre riserve". In quest'ultima fattispecie, le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione [2].
Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza nonché le partecipazioni a cui sono associati strumenti derivati; queste ultime sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto (cd. *fair value option*), al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del *fair value* del derivato [3].
Il *fair value* degli strumenti finanziari è stimato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari. Gli interessi maturati e i dividendi delibera-

(2) In data 15 ottobre 2008 la Commissione Europea ha omologato con il regolamento n. 1004/2008 le modifiche apportate allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative" che prevedono, in specificate circostanze, la possibilità di riclassificare alcune tipologie di strumenti finanziari valutati al *fair value* (strumenti finanziari posseduti per la negoziazione e disponibili per la vendita) in altre categorie di strumenti finanziari per le quali la valutazione avviene con il metodo del costo o del costo ammortizzato. La modifica indicata non ha prodotto effetti.
(3) Per la partecipazione in OAO GazpromNeft vedi nota n. 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

ti relativi ad attività finanziarie valutate al *fair value* sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento. I crediti sono iscritti al costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie"). Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.
Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.
Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

■ Attività non correnti

Attività materiali[3]

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"[4].
Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I beni assunti in *leasing* finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing* finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al *fair value* al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.
Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla cessione che sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il loro *fair value* al netto degli oneri di dismissione.

(3) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".
(4) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli *asset*, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze ed eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il tasso di sconto utilizzato è il *Weight Average Cost of Capital (WACC)* rettificato, come di seguito indicato, del rischio paese specifico in cui si trova l'*asset* oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da *provider* esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. Per le attività regolate, il tasso di sconto utilizzato ai fini della determinazione del valore d'uso è fatto pari al tasso di rendimento definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il *goodwill*, quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal *goodwill*; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.
Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il *goodwill* e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al *goodwill*, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il *goodwill* stesso. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo del *goodwill* a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce

oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al *goodwill* fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al *goodwill* è imputata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*. Le svalutazioni del *goodwill* non sono oggetto di ripristino di valore.[5] Il *goodwill* negativo è rilevato a conto economico.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria[6]

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.
I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.
I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

SVILUPPO

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.
I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.
Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI *BUY-BACK*

Le riserve relative ai *Production Sharing Agreement* e ai contratti di *buy-back* sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (*cost oil*) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (*profit oil*). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (*cost oil* e *profit oil*) sono rilevati per competenza economica,

(5) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.
(6) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di *profit oil*. In relazione a ciò è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto.[7] Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; la riserva è imputata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.[8]

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

CREDITI E ATTIVITÀ FINANZIARIE DA MANTENERSI SINO ALLA SCADENZA

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal *fair value* del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i *repricing* contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, differentemente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

(7) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(8) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

■ Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

■ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.
Nelle note al bilancio consolidato sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

■ Benefici per i dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

■ Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (*entitlement method*); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate; i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e le quote assegnate.

I canoni relativi a *leasing* operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*).[9] Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il *fair value* delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione

(9) Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

iniziale; quando la valutazione è effettuata al *fair value* ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate al patrimonio netto.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value* stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.
I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value* di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del *fair value* dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente rilevate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di *commodities* stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. *normal sale and normal purchase exemption* o *own use exemption*).

Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.[10]
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle altre componenti di natura non monetaria.

(10) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - "Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

■ Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando siano stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreement* e contratti di *buy back*, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.
Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.
Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni

Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori *performance* operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli *asset* minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale.
La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

(10) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - "Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

Nel caso delle attività minerarie, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.
I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle *commodity*, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.
Il *goodwill* e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al *goodwill*, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (*cash generating unit*) al quale il *goodwill* può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo del *goodwill* ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al *goodwill* fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al *goodwill* è rilevata pro quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*.

Smantellamento e ripristino siti
Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di queste passività il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination
La rilevazione delle operazioni di *business combination* implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro *fair value*. La parte non attribuita se positiva è iscritta a *goodwill*, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali
Come le altre società del settore Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.
Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli

eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflattiva di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili quali la mortalità, il *turnover*, l'invalidità e altro relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario). Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevate pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

I ricavi del *business* Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). La stima del margine di commessa atteso (*future gross profit*) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

■ Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/*IFRIC* e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 1358/2007 emesso dalla Commissione Europea in data 21 novembre 2007, è stato omologato l'IFRS 8 "Settori Operativi", in sostituzione dell'attuale IAS 14 "Informativa di settore", che prevede la presentazione dell'informativa di settore coerentemente con le modalità adottate dal *management* per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto l'identificazione dei settori operativi avviene sulla base della reportistica interna che è oggetto di regolare analisi da parte del *management* ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e dell'analisi delle relative *performance*. Le disposizioni dell'IFRS 8 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1274/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2008, è stata omologata la versione aggiornata dello IAS 1 "Presentazione del bilancio", che introduce, tra l'altro, l'obbligo di presentazione del prospetto dell'utile complessivo rappresentato dal risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 1 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1260/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 10 dicembre 2008 è stata omologata la versione aggiornata dello IAS 23 "Oneri finanziari", che stabilisce la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. *qualifying asset*) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita; rispetto all'attuale versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1261/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 16 dicembre 2008 è stata omologata la versione aggiornata dell'IFRS 2 "Pagamenti basati su azioni", che specifica i criteri da adottare in caso di annullamento di strumenti di capitale assegnati ai dipendenti nonché la circostanza che l'attribuzione degli strumenti di capitale assegnati può essere subordinata esclusivamente al soddisfacimento di condizioni connesse con l'attività di servizio da parte del dipendente ovvero alle *performance* aziendali. Le disposizioni della nuova versione dell'IFRS 2 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1262/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 16 dicembre 2008 è stata omologata l'interpretazione IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei programmi di fidelizzazione predisposti dalle imprese a favore dei clienti che attraverso i loro acquisti beneficiano di premi, sconti o assegnazioni gratuite di prodotto. In particolare, l'interpretazione stabilisce l'allocazione di una parte del ricavo conseguito dalla vendita ai punti premio assegnati e la loro valorizzazione al relativo *fair value*. Le disposizioni dell'IFRIC 13 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2008 (per Eni: bilancio 2009).

Con il regolamento n. 53/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 21 gennaio 2009 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Presentazione del bilancio" e allo IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio" che per gli strumenti finanziari emessi dalla società caratterizzati da opzioni a vendere (cd. *puttable instruments*) definisce le condizioni da soddisfare per la loro qualificazione come strumenti di *equity*. Inoltre è prevista la classificazione come strumenti di *equity* degli strumenti finanziari emessi dall'impresa che prevedono l'obbligazione dell'emittente a consegnare al possessore dello strumento una quota proporzionale delle attività nette della società in caso di sua liquidazione. Le disposizioni delle modifiche apportate allo IAS 1 e allo IAS 32 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 70/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 23 gennaio 2009 è stato omologato il documento "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards*" definito dallo IASB nell'ambito del processo annuale "*Improvements to* IFRS" relativo a modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali esistenti. Le disposizioni del regolamento sono efficaci a partire dall'esercizio 2009.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 10 gennaio 2008 lo IASB ha emesso la versione aggiornata dell'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali" e dello IAS 27 "Bilancio consolidato e separato". Le nuove disposizioni dell'IFRS 3 stabiliscono, tra l'altro, l'imputazione a conto economico dei costi accessori connessi con l'operazione di *business combination*, la rilevazione a conto economico delle modifiche dei corrispettivi potenziali (cd. *contingent consideration*) nonché la facoltà di rilevare l'intero ammontare del *goodwill* derivante dall'operazione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di minoranza (cd. *full goodwill method*). Le nuove disposizioni inoltre modificano l'attuale criterio di rilevazione delle acquisizioni in fasi successive prevedendo l'imputazione a conto economico della differenza tra il *fair value* alla data di acquisizione del controllo delle attività nette precedentemente detenute e il relativo valore di iscrizione. La nuova versione dello IAS 27 stabilisce, tra l'altro, che gli effetti derivanti dall'acquisizione (cessione) di quote di partecipazioni successivamente all'assunzione del controllo (senza perdita di controllo) sono rilevati a patrimonio netto. Inoltre le nuove disposizioni stabiliscono che nel caso di cessione di parte delle quote di partecipazioni detenute con corrispondente perdita di controllo, la partecipazione mantenuta è adeguata al relativo *fair value* e la rivalutazione concorre alla formazione della plusvalenza (minusvalenza) derivante dall'operazione di cessione. Le disposizioni delle nuove versioni dell'IFRS 3 e dello IAS 27 sono applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

In data 30 novembre 2006 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 12 "*Service Concession Arrangements*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlla l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero una attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. Le disposizioni dell'IFRIC 12 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.[11]

In data 3 luglio 2008 l'IFRIC ha emesso l'IFRIC 16 "*Hedges of a Net Investment in a Foreign Operation*" che chiarisce i criteri di rilevazione e valutazione delle operazioni di copertura di investimenti netti in gestioni estere. In particolare l'interpretazione stabilisce, tra l'altro, che l'oggetto della copertura è rappresentato esclusivamente dalle differenze di cambio tra la moneta funzionale della gestione estera e quella della controllante e la circostanza che lo strumento di copertura può essere posto in essere da qualunque società del gruppo eccetto la gestione estera oggetto di copertura. Le disposizioni dell'IFRIC 16 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° ottobre 2008 (per Eni: bilancio 2009).

In data 27 novembre 2008 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 17 "*Distributions of Non-cash Assets to Owners*" che definisce i criteri da adottare per la rilevazione e valutazione delle distribuzioni agli azionisti aventi ad oggetto attività non monetarie ovvero, a scelta dell'azionista, attività non monetarie o disponibilità liquide. In particolare, l'interpretazione stabilisce, tra l'altro, che il valore della distribuzione sia determinato sulla base del *fair value* dell'attività oggetto di distribuzione; la rilevazione della passività e degli eventuali adeguamenti avviene in contropartita alle poste del patrimonio netto. All'atto dell'estinzione della passività, l'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non monetarie oggetto di distribuzione e il *fair value* del debito è imputata a conto economico. Le disposizioni dell'IFRIC 17 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

In data 29 gennaio 2009 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 18 "*Transfers of Assets from customers*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei trasferimenti di attività operati da un cliente funzionali a consentire il collegamento dell'utente a una rete per la somministrazione di una fornitura. L'interpretazione si applica anche nei casi in cui il cliente trasferisca disponibilità liquide che l'impresa è impegnata ad utilizzare per la realizzazione del collegamento. Se sono soddisfatte le condizioni stabilite dal *framework* l'*asset* ricevuto è rilevato al relativo *fair value*; in funzione delle caratteristiche del rapporto cliente/fornitore il ricavo connesso al servizio di allacciamento è rilevato all'atto dell'allacciamento ovvero, in assenza di previsioni contrattuali, lungo il minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*. Le disposizioni dell'IFRIC 18 sono efficaci per le transazioni poste in essere il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

Allo stato Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

(11) Le disposizioni dell'IFRIC 12 rilevano ai fini della redazione dell'Annual Report on Form 20-F dell'esercizio 2008. In particolare a partire dall'esercizio 2007 Eni si è avvalsa delle disposizioni SEC che consentono ai *foreign private issuers* di omettere la riconciliazione del risultato netto e del patrimonio netto determinati secondo gli IFRS ai valori che si sarebbero ottenuti in base agli US GAAP (cd. riconciliazione US GAAP) a condizione che l'Annual Report on Form 20-F sia redatto adottando i principi contabili internazionali emessi dallo IASB (ancorché non omologati dalla Commissione Europea). L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 12 interessa alcune realtà del Gruppo operanti nel settore della distribuzione secondaria di gas naturale; gli effetti dell'applicazione dell'interpretazione riguardano la differente classificazione del valore di iscrizione delle reti di distribuzione da attività materiali ad attività in concessione.

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.939 milioni di euro (2.114 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 616 milioni di euro (415 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Partecipazioni	**2.476**	**2.741**
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	229	257
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	27	45
- Altri titoli non quotati	3	8
	259	**310**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	168	109
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	5	67
- Altri titoli non quotati	1	9
	174	**185**
Totale altri titoli	**433**	**495**
	2.909	**3.236**

La voce Partecipazioni di 2.741 milioni di euro (3.815 milioni di dollari USA al cambio del 31 dicembre 2008) accoglie il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom, che già detiene il 75% della società, sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft esercitabile entro 24 mesi dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari USA), detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento. Gli accordi in essere prevedono nel caso di non esercizio dell'opzione l'impegno di Gazprom di modificare la *corporate governance* di Gazprom Neft al fine di consentire ad Eni l'esercizio di una notevole influenza sulla gestione aziendale. Il valore di libro della partecipazione corrisponde al prezzo di esercizio dell'opzione al 31 dicembre 2008 e non è stato adeguato alla quotazione di borsa alla stessa data (1.961 milioni di dollari USA) in quanto: i) nel caso di esercizio dell'opzione, il prezzo corrisposto corrisponderà all'attuale valore di libro; ii) nel caso di non esercizio dell'opzione l'acquisizione di un'influenza sulla gestione aziendale richiederà ad Eni di valutare la partecipazione secondo il criterio del patrimonio netto previsto dallo IAS 28 per le società collegate, attribuendo il costo d'acquisto alla corrispondente frazione di patrimonio netto e per la differenza al *fair value* addizionale degli *asset* e seguendo la successiva evoluzione del patrimonio netto. Sulla base dei dati disponibili e degli esiti dell'*impairment test* verificati con l'esperto indipendente, tale valutazione sarebbe comunque non inferiore all'attuale valore di libro.

I titoli di 495 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.

Gli effetti della valutazione al *fair value* dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2008
Effetto valutazione al *fair value*	2	3	5
Passività per imposte differite		(1)	(1)
Altre riserve di patrimonio netto	**2**	**2**	**4**

I titoli strumentali all'attività operativa di 310 milioni di euro (259 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 302 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti commerciali	**15.609**	**16.444**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	357	402
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	27	85
- non strumentali all'attività operativa	990	337
	1.374	**824**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	125	149
- altri	3.568	4.805
	3.693	**4.954**
	20.676	**22.222**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.251 milioni di euro (935 milioni di euro al 31 dicembre 2007):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Crediti commerciali	595	251	(36)	(63)	747
Crediti finanziari		14		5	19
Altri crediti	340	137	(26)	34	485
	935	**402**	**(62)**	**(24)**	**1.251**

L'incremento dei crediti commerciali di 835 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.987 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (513 milioni di euro) nonché, in diminuzione, ai settori Refining & Marketing (1.036 milioni di euro), Petrolchimica (459 milioni di euro) e Exploration & Production (115 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti scaduti e non svalutati si analizzano come segue:

	31.12.2008		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**12.611**	**3.395**	**16.006**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**1.242**	**88**	**1.330**
Crediti scaduti e non svalutati:			
- da 0 a 3 mesi	1.812	502	2.314
- da 3 a 6 mesi	231	68	299
- da 6 a 12 mesi	248	294	542
- oltre 12 mesi	300	607	907
	2.591	**1.471**	**4.062**
	16.444	**4.954**	**21.398**

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.
L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 251 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2007) è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (72 milioni di euro), Gas & Power (65 milioni di euro), Petrolchimica (60 milioni di euro) e Syndial SpA (27 milioni di euro). L'ammontare dell'accantonamento è più che raddoppiato rispetto al 2007 per effetto del maggior numero di clienti in difficoltà finanziarie in relazione al sensibile peggioramento del quadro economico generale registrato nell'ultima parte dell'anno.
L'accantonamento al fondo svalutazione altri crediti di 137 milioni di euro (109 milioni di euro nel 2007) è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (135 milioni di euro) ed è dovuto principalmente alla svalutazione di crediti verso *partner* locali in *joint venture* affiliati ad enti statali in relazione ad investimenti non recuperabili dai "*Petroleum Agreements*" o a possibili revisioni delle quote partecipative della *joint venture*.
I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 213 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Altri crediti per 227 milioni di euro relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production sono oggetto di arbitrato. Non si ritiene di dover effettuare alcun accantonamento al fondo svalutazione, anche tenuto conto che le parti stanno negoziando una transazione su basi amichevoli.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 487 milioni di euro (384 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 399 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 47 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2007). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 337 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano per 173 milioni di euro la quota a breve termine di un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario e per 88 milioni di euro depositi di Eni Insurance Ltd. Il decremento di 653 milioni di euro riguarda per 898 milioni di euro il rilascio del deposito di Eni SpA a garanzia dell'esposizione su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*.
Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.699	2.242
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	386	378
- compagnie di assicurazione	253	146
	2.338	**2.766**
Acconti per servizi	194	857
Crediti per operazioni di *factoring*	182	171
Altri crediti	979	1.160
	3.693	**4.954**

I crediti per operazioni di *factoring* di 171 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37– Rapporti con parti correlate.
La valutazione al *fair value* dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

4 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2007					31.12.2008				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	861	299		809	1.969	466	263		1.155	1.884
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	74	27		15	116	48	17		3	68
Lavori in corso su ordinazione			553		553			953		953
Prodotti finiti e merci	1.962	703		17	2.682	2.528	557		92	3.177
Acconti			179		179					
	2.897	**1.029**	**732**	**841**	**5.499**	**3.042**	**837**	**953**	**1.250**	**6.082**

Le rimanenze sono aumentate di 583 milioni di euro principalmente per effetto: (i) dell'aumento del valore del magazzino gas del settore Gas & Power in funzione, principalmente, dell'andamento al rialzo del prezzo del gas (661 milioni di euro); (ii) del consolidamento del magazzino gas di Distrigas NV (322 milioni di euro); tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione di 718 milioni di euro del magazzino greggi e prodotti petroliferi del settore Refining & Marketing principalmente per l'impatto della sensibile riduzione dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valorizzazione dei volumi a scorta che sono stati allineati ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio.
I lavori in corso su ordinazione di 953 milioni di euro (553 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 274 milioni di euro (577 milioni di euro al 31 dicembre 2007) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 697 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2007):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
	75	628	(5)	(1)	**697**

Gli accantonamenti di 628 milioni di euro (9 milioni di euro nel 2007) riguardano essenzialmente i settori Refining & Marketing (402 milioni di euro) e Petrolchimica (215 milioni di euro) per effetto dell'allineamento delle scorte ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio.

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Imprese italiane	634	53
Imprese estere	69	117
	703	**170**

Il decremento di 533 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente ad Eni SpA che ha utilizzato i crediti d'imposta per compensare i debiti d'imposta dell'esercizio 2008 (554 milioni di euro).

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Iva	376	623
Accise e imposte di consumo	316	167
Altre imposte e tasse	141	340
	833	**1.130**

7 Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Fair value su contratti derivati non di copertura	629	1.608
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	10	474
Altre attività	441	267
	1.080	**2.349**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	170	821	291	141	403	200
Currency swap	69	1.596	2.881	202	2.654	1.712
Altri	3	18	11	314	111	1.202
	242	**2.435**	**3.183**	**657**	**3.168**	**3.114**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	91	248	3.466	29	217	703
Altri					4	
	91	**248**	**3.466**	**29**	**221**	**703**
Contratti su merci						
Over the counter	12	75	22	864	1.270	2.709
Altri	284	2	1.218	58	65	53
	296	**77**	**1.240**	**922**	**1.335**	**2.762**
	629	**2.760**	**7.889**	**1.608**	**4.724**	**6.579**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

L'incremento del *fair value* dei contratti derivati non di copertura di 979 milioni di euro comprende il *fair value* dei contratti derivati rivenienti dal consolidamento di Distrigas NV a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power (637 milioni di euro).

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 474 milioni di euro è riferito a Distrigas NV (293 milioni di euro) e al settore Exploration & Production (181 milioni di euro). Il *fair value* relativo alla Distrigas NV si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e di vendita/acquisto a prezzo fisso di gas e prodotti petroliferi. Il *fair value* relativo al settore Exploration & Production si riferisce al *fair value* attivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2009 posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006). Al 31 dicembre 2008, per effetto del regolamento delle operazioni dell'anno, l'ammontare residuo delle riserve oggetto di copertura ammonta a 79,7 milioni di barili. Queste operazioni di copertura sono state poste in essere in relazione alle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo e nel Golfo del Messico. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza 2009 è indicato alla nota n. 20 – Altre passività correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 15 – Altre attività non correnti e n. 25 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.069 e 3.130 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività di 267 milioni di euro (441 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 63 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2007), per affitti e canoni di 31 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e per premi assicurativi di 11 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2007										
Terreni	443	4			28		123	598	628	30
Fabbricati	1.442	76	(99)	(3)	115	(3)	(152)	1.376	3.203	1.827
Impianti e macchinari	35.373	1.882	(4.724)	(41)	31	(1.535)	4.894	35.880	83.123	47.243
Attrezzature industriali e commerciali	426	185	(125)	(1)	40	(8)	33	550	1.884	1.334
Altri beni	328	86	(83)	(3)	1	(11)	23	341	1.361	1.020
Immobilizzazioni in corso e acconti	6.300	6.299		(97)	235	(646)	(699)	11.392	12.044	652
	44.312	**8.532**	**(5.031)**	**(145)**	**450**	**(2.203)**	**4.222**	**50.137**	**102.243**	**52.106**
31.12.2008										
Terreni	598	8			(7)		27	626	656	30
Fabbricati	1.376	102	(106)	(29)	(122)	7	(342)	886	3.125	2.239
Impianti e macchinari	35.880	3.590	(5.737)	(652)	1.299	112	4.548	39.040	91.862	52.822
Attrezzature industriali e commerciali	550	228	(177)	(3)		1	227	826	2.203	1.377
Altri beni	341	124	(83)	(6)	(13)	5	9	377	1.563	1.186
Immobilizzazioni in corso e acconti	11.392	8.260		(653)	2.344	408	(4.351)	17.400	18.618	1.218
	50.137	**12.312**	**(6.103)**	**(1.343)**	**3.501**	**533**	**118**	**59.155**	**118.027**	**58.872**

Gli investimenti di 12.312 milioni di euro (8.532 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (7.611 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (2.015 milioni di euro), Gas & Power (1.548 milioni di euro) e Refining & Marketing (941 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 236 milioni di euro (180 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (109 milioni di euro), Refining & Marketing (44 milioni di euro) e Gas & Power (42 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 3,5% e il 5,1% (4,4% e il 5,2% al 31 dicembre 2007).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2-10
Impianti e macchinari	2-10
Attrezzature industriali e commerciali	4-33
Altri beni	6-33

Le svalutazioni di 1.343 milioni di euro (145 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	86	765
- Refining & Marketing	52	292
- Petrolchimica		279
- Altri settori	7	7
	145	**1.343**
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	30	213
- Refining & Marketing	19	108
- Petrolchimica		88
- Altri settori	2	2
	51	**411**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	56	552
- Refining & Marketing	33	184
- Petrolchimica		191
- Altri settori	5	5
	94	**932**

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Conseguentemente il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile . Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").
I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC post imposte utilizzato ai fini della determinazione delle svalutazioni è compreso tra l' 8,5% e il 12,5%. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Nel settore Exploration & Production le principali svalutazioni hanno riguardato *asset* in Turkmenistan, Iran e Golfo del Messico per effetto del mutato scenario dei prezzi di mercato, dei maggiori costi e di revisioni contrattuali e normative.
Nel settore Refining & Marketing i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici degli impianti (bassa complessità ed elevati costi di struttura); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito.
Nel settore Petrolchimica i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) gli impianti di aromatici del polo siciliano e di Porto Marghera per effetto del peggioramento dello scenario margini; (ii) l'impianto stirenici di Mantova per effetto del calo strutturale della domanda da parte dei settori utilizzatori di polistirolo; (iii) gli impianti di polietilene del polo siciliano per effetto della bassa competitività del prodotto, del calo della domanda e della pressione competitiva.
La variazione dell'area di consolidamento di 3.501 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguarda l'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (2.543 milioni di euro), di First Calgary Petroleums Ltd (757 milioni di euro), di Hindustan Oil Exploration Co (199 milioni di euro) e di Eni Hewett Ltd (118 milioni di euro), l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (30 milioni di euro) e la cessione da parte del settore Refining & Marketing dell'Agip España SA (146 milioni di euro). Maggiori informazioni sulle acquisizioni sono riportate alla nota n. 28 – Altre informazioni.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 533 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.374 milioni di euro) e, in diminuzione, imprese con moneta funzionale corone norvegesi (433 milioni di euro) e sterline inglesi (308 milioni di euro).
Le altre variazioni di 118 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production (620 milioni di euro) e, in diminuzione, la vendita di attività materiali per 318 milioni di euro, di cui 248 milioni di euro relativi ad *asset* minerari del settore Exploration & Production.
Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 3.328 e 4.692 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008.
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 29 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 dicembre 2007) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.308 milioni di euro (1.195 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 163 milioni di euro e riguardano per 127 milioni di euro una piattaforma di perforazione del settore Ingegneria & Costruzioni, per 25 milioni di euro navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi e per 11 milioni di euro stazioni di servizio del settore Refining & Marketing.
Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.
Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	54.284	66.023
- Gas & Power	23.137	24.781
- Refining & Marketing	12.421	12.899
- Petrolchimica	4.918	5.036
- Ingegneria & Costruzioni	5.823	7.702
- Altre attività	1.543	1.550
- Corporate e società finanziarie	344	391
- Eliminazione utili interni	(227)	(355)
	102.243	**118.027**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	27.806	32.811
- Gas & Power	8.660	9.378
- Refining & Marketing	7.926	8.403
- Petrolchimica	3.819	4.124
- Ingegneria & Costruzioni	2.310	2.548
- Altre attività	1.461	1.467
- Corporate e società finanziarie	148	179
- Eliminazione utili interni	(24)	(38)
	52.106	**58.872**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	26.478	33.212
- Gas & Power	14.477	15.403
- Refining & Marketing	4.495	4.496
- Petrolchimica	1.099	912
- Ingegneria & Costruzioni	3.513	5.154
- Altre attività	82	83
- Corporate e società finanziarie	196	212
- Eliminazione utili interni	(203)	(317)
	50.137	**59.155**

9 Altre immobilizzazioni

Il valore di libro dell'*asset* espropriato di Dación (563 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è stato riclassificato alla voce Altre attività non correnti sulla base dell'accordo transattivo definito con le Autorità venezuelane nel febbraio 2008 che prevede un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, da corrispondersi in sette rate annuali, con maturazione di interessi. Il valore attuale di tale indennizzo corrisponde al valore di libro dell'*asset* espropriato, al netto dei fondi ad esso relativi.

10 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Greggio e prodotti petroliferi	2.015	1.040
Gas naturale	156	156
	2.171	**1.196**

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane (2.008 e 1.184 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008), riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge. La riduzione di 975 milioni di euro delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi è dovuta principalmente alla svalutazione delle scorte per effetto dell'allineamento ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio (724 milioni di euro).

11 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2007								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	409	1.682	(1.812)		470	749	1.509	760
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	112	40	(81)		77	148	1.179	1.031
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	856	12	(83)	1		786	2.449	1.663
- Immobilizzazioni in corso e acconti	151	312			(86)	377	381	4
- Altre attività immateriali	141	15	(24)	36	(10)	158	572	414
	1.669	**2.061**	**(2.000)**	**37**	**451**	**2.218**	**6.090**	**3.872**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- *Goodwill*	2.084				31	2.115		
	3.753	**2.061**	**(2.000)**	**37**	**482**	**4.333**		
31.12.2008								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	749	1.907	(2.097)	326	77	962	2.286	1.324
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	148	44	(85)		42	149	1.203	1.054
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	786	17	(93)	(15)	38	733	2.475	1.742
- Immobilizzazioni in corso e acconti	377	264			(61)	580	590	10
- Altre attività immateriali	158	18	(52)	1.600	14	1.738	2.000	262
	2.218	**2.250**	**(2.327)**	**1.911**	**110**	**4.162**	**8.554**	**4.392**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- *Goodwill*	2.115			1.439	(1)	3.553		
	4.333	**2.250**	**(2.327)**	**3.350**	**109**	**7.715**		

I costi per attività mineraria di 962 milioni di euro riguardano il potenziale esplorativo rilevato a seguito di acquisizione di imprese consolidate e rami d'azienda e i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.715 milioni di euro (1.610 milioni di euro nell'esercizio 2007).
Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 733 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (482 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (189 milioni di euro).
Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.738 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.355 milioni di euro rilevati a seguito dell'acquisizione del controllo di Distrigas NV. Tali *asset* sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd (208 milioni di euro); (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (72 milioni di euro); (iv) la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (18 milioni di euro).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi per attività mineraria	10-33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20-33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	7-33
Altre immobilizzazioni immateriali	4-25

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita di 1.911 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power della Distrigas NV per 1.395 milioni di euro (*customer relationship* per 1.216 milioni di euro, *order backlog* per 165 milioni di euro e *software* per 14 milioni di euro), il potenziale esplorativo rilevato in connessione all'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production della Burren Energy Plc per 326 milioni di euro e il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas riveniente dall'acquisizione di Eni Hewett Ltd per 208 milioni di euro.
Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (*goodwill*) la variazione dell'area di consolidamento di 1.439 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (1.245 milioni di euro), l'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (89 milioni di euro), di First Calgary Petroleums Ltd (88 milioni di euro) e di Eni Hewett Ltd (39 milioni di euro).
Il saldo finale della voce *goodwill* di 3.553 milioni di euro (2.115 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
- Exploration & Production	158	266
- Gas & Power	1.125	2.399
- Refining & Marketing	86	142
- Ingegneria & Costruzioni	746	746
	2.115	**3.553**

Il *goodwill* rilevato a seguito di *business combination* è attribuito alle *cash generating unit* ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato

per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo di 8,5% ed un massimo di 12,5%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7,5% ed un massimo del 9% per il settore Gas & Power; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8%; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Relativamente ai valori di *goodwill* significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Mercato gas Italia	743	743
Mercato gas estero	67	1.341
- di cui Distrigas NV		*1.245*
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	1.125	**2.399**

Il *goodwill* attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in relazione all'acquisto di azioni Italgas a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro).
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* ad esso riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 20% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 20% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 1,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 2%.
Il *goodwill* attribuito alla CGU Distrigas è quello riveniente dall'acquisizione della quota di maggioranza del 57,24% della società belga avvenuta nell'ottobre 2008 ed allocato provvisoriamente sulla stessa società acquisita sulla base del piano di acquisizione. Al termine del processo di *price allocation* dopo l'attribuzione del *goodwill* nel suo ammontare definitivo alle varie CGU che beneficeranno delle sinergie derivanti dall'acquisizione sarà possibile determinare l'eventuale eccedenza del valore recuperabile rispetto ai valori di libro, comprensivi del *goodwill* attribuito, e definire le ipotesi al verificarsi delle quali tale differenza si azzera.
Il *goodwill* attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato ed il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di *goodwill* allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Offshore	416	416
Onshore	315	314
Altre	15	16
	746	**746**

Il *goodwill* di 746 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro).
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato

operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata utilizzando un tasso di crescita perpetua del 2% applicato ad un flusso terminale medio normalizzato in recupero rispetto ai minimi del quadriennio.
L'eccedenza del valore recuperabile della CGU *Offshore* rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del *goodwill* ad essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 52% del risultato operativo; (ii) incremento di 6 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo.
Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU *Onshore*, compreso il *goodwill* allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU *Offshore*.
E' stato testato, inoltre, l'effetto della rimozione della normalizzazione dei flussi di cassa terminali sull'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro: anche in questa ipotesi, l'eccedenza del valore recuperabile per le due CGU *Offshore* e *Onshore* rimane ampiamente positiva.
Le altre variazioni negative di 1 milione di euro comprendono svalutazioni per 44 milioni di euro, riferite essenzialmente al settore Exploration & Production (38 milioni di euro) che ha svalutato quota parte del *goodwill* rilevato a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc (28 milioni di euro) e di Lasmo Plc (9 milioni di euro). Maggiori informazioni sulle acquisizioni sono indicate alla nota n. 28 – Altre informazioni.

12 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione a patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2007								
Partecipazioni in imprese controllate	144	4	10	(2)	(9)	(6)		141
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.506	1.109	481	(130)	(351)	(173)	(132)	3.310
Partecipazioni in imprese collegate	1.236	813	415	(3)	(220)	(42)	(11)	2.188
	3.886	**1.926**	**906**	**(135)**	**(580)**	**(221)**	**(143)**	**5.639**
31.12.2008								
Partecipazioni in imprese controllate	141	41	27	(6)	(5)	3	(24)	177
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.310	47	536	(94)	(444)	(123)	25	3.257
Partecipazioni in imprese collegate	2.188	289	198	(5)	(266)	35	(402)	2.037
	5.639	**377**	**761**	**(105)**	**(715)**	**(85)**	**(401)**	**5.471**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 377 milioni di euro si riferiscono per 345 milioni di euro alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 254 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.
Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Unión Fenosa Gas SA	181	173	50,00	200	185	50,00
- United Gas Derivatives Co	79	40	33,33	107	127	33,33
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	64	42	50,00	40	22	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	43	28	89,00	39	28	89,00
- Supermetanol CA	34	36	34,51	39	34	34,51
- Galp Energia SGPS SA	255	126	33,34	39	88	33,34
- Altre	250	135		297	231	
	906	**580**		**761**	**715**	

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 105 milioni di euro riguardano principalmente la Enirepsa Gas Ltd (44 milioni di euro) e la Lipardiz – Construção de Estruturas Maritimas Lda (40 milioni di euro).
Le altre variazioni di 401 milioni di euro comprendono l'esclusione dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto e

l'inserimento nell'area di consolidamento di Burren Energy Plc a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production (592 milioni di euro), la cessione di Gaztransport et Technigaz SAS (115 milioni di euro) e, in aumento, l'inserimento nella valutazione con il criterio del patrimonio netto di Angola LNG Ltd (175 milioni di euro).
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2008 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2007		31.12.2008	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	42	100,00	62	100,00
- Altre (*)	99		115	
	141		**177**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Artic Russia BV	925	60,00	895	60,00
- Unión Fenosa Gas SA	507	50,00	499	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	298	50,00	351	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	256	50,00	268	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	162	49,00	166	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	154	49,00	158	49,00
- Toscana Energia SpA	133	49,38	136	49,38
- Raffineria di Milazzo ScpA	126	50,00	128	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	96	89,00	109	89,00
- Super Octanos CA	90	49,00	90	49,00
- Supermetanol CA	78	34,51	90	34,51
- Unimar Llc	71	50,00	65	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	41	49,00	42	49,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	47	50,00	40	50,00
- Transitgas AG	30	46,00	33	46,00
- Altergaz SA	18	27,80	25	38,91
- Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda	88	50,00	10	50,00
- FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	58	50,00	2	50,00
- Altre (*)	132		150	
	3.310		**3.257**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	911	33,34	862	33,34
- Angola LNG Ltd			453	13,60
- Ceska Rafinerska AS	325	32,44	323	32,44
- United Gas Derivatives Co	140	33,33	128	33,33
- ACAM Gas SpA	45	49,00	46	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	33	31,35	32	31,35
- Burren Energy Plc	592	24,90		
- Altre (*)	142		193	
	2.188		**2.037**	
	5.639		**5.471**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 615 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), a EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (187 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (106 milioni di euro), a Ceska Rafinerska AS (97 milioni di euro).
La società Artic Russia BV (Eni 60% il rimanente 40% è posseduto da Enel) possiede attraverso la *subholding* OOO SeverEnergia il 100% delle tre società russe – OAO Artic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztechnologia – attive nella ricerca e produzione di gas na-

turale acquisite, in *partnership* con Enel, il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom la *call option* sul 51% delle società acquisite esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta. Eni valuta la partecipazione in Artic Russia BV con il metodo del patrimonio netto in quanto, sulla base degli accordi in essere, si realizza la fattispecie di controllo congiunto. L'*equity interest* applicato è quello corrente del 60% che non tiene conto del possibile esercizio della call option da parte di Gazprom. Il valore di libro della partecipazione al 31 dicembre 2008 è inferiore, per quanto riguarda la quota oggetto della *call option*, al prezzo di esercizio dell'opzione che corrisponde a quello di aggiudicazione, detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento.
Il valore di mercato relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.160	33,34	7,18	**1.985**
Altergaz SA	1.050.892	38,91	9,90	**10**

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 119 milioni di euro (135 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Charville - Consultores e Serviços Lda	31	33
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	50	31
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	28	27
Southern Gas Constructors Ltd	14	17
Altre	12	11
	135	**119**

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2007							
Imprese controllate	21	3	(1)	2	25	36	11
Imprese collegate	9			1	10	11	1
Altre imprese	330	190	(36)	(47)	437	443	6
	360	**193**	**(37)**	**(44)**	**472**	**490**	**18**
31.12.2008							
Imprese controllate	25	1		4	30	41	11
Imprese collegate	10			(6)	4	28	24
Altre imprese	437	5	11	(77)	376	382	6
	472	**6**	**11**	**(79)**	**410**	**451**	**41**

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro *fair value*.

Il valore netto delle altre partecipazioni di 410 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2007		31.12.2008	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate (*)	**25**		**30**	
Imprese collegate	**10**		**4**	
Altre imprese:				
- Interconnector (UK) Ltd	22	5,00	135	16,06
- Nigeria LNG Ltd	80	10,40	85	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	87	10,99	83	10,99
- Angola LNG Ltd	175	13,60		
- Altre (*)	73		73	
	437		**376**	
	472		**410**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 44 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	25	24
Burren Energy Ship Management Ltd (Cyprus)		17
Altre	3	3
	28	**44**

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.247	7.781	4.252	1.361	7.761	4.020
Totale passività	1.111	4.526	2.061	1.230	4.565	1.958
Ricavi netti	99	4.667	5.134	134	5.303	5.067
Utile operativo	14	674	502	2	736	702
Utile dell'esercizio	14	318	410	20	490	690

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate di 1.361 e 1.230 milioni di euro (1.247 e 1.111 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguarda le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi per 923 e 923 milioni di euro (873 milioni di euro e 873 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

13 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	677	1.084
- non strumentali all'attività operativa	225	
	902	**1.084**
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	21	50
	21	**50**
	923	**1.134**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 26 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.084 milioni di euro (677 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (754 milioni di euro), Refining & Marketing (109 milioni di euro) e Gas & Power (76 milioni di euro), nonché crediti per *leasing* finanziario (128 milioni di euro). I crediti per *leasing* finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE, società entrata nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo della Distrigas NV da parte del settore Gas & Power. Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

	Scadenza			
(milioni di euro)	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	Totale
Credito residuo	19	95	33	147
Quota interessi	4	13	2	19
Valore nominale dei canoni futuri	23	108	35	166

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa – quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 3 – Crediti commerciali e altri crediti.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 225 milioni di euro al 31 dicembre 2007 relativi ad un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario sono stati riclassificati nelle attività correnti alla voce crediti finanziari non strumentali all'attività operativa della nota n. 3 – Crediti commerciali e altri crediti.
I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 827 milioni di euro (821 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 617 milioni di euro (509 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
I titoli di 50 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si intendono da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi da stati esteri per 30 milioni di euro e titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 20 milioni di euro. L'incremento di 29 milioni di euro è riferito a Banque Eni SA.
I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 20 milioni di euro.
La valutazione al *fair value* dei crediti finanziari e dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra l'1,9% e il 3,9% (3,8% e il 6,0% al 31 dicembre 2007). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

14 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.468 milioni di euro (3.526 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
	1.915	1.778	(767)	(43)	29	**2.912**

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 24 – Passività per imposte differite.

15 Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	486	24
- per interessi su crediti d'imposta	325	58
- per crediti Iva	42	2
- per altri rapporti	11	
	864	**84**
- Amministrazioni finanziarie estere	30	28
	894	**112**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	7	780
- altri	197	268
	204	**1.048**
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*		197
Altre attività	12	44
	1.110	**1.401**

Il decremento delle attività per imposte correnti di 782 milioni di euro è riferito essenzialmente all'Eni SpA che ha ottenuto il rimborso di crediti d'imposta sul reddito e di interessi correlati per 746 milioni di euro.

Le attività di disinvestimento di 780 milioni di euro comprendono: (i) il credito di 501 milioni di euro rilevato a seguito dell'accordo transattivo con le Autorità venezuelane che hanno riconosciuto un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, a fronte dell'*asset* espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 9 – Altre immobilizzazioni; (ii) il credito di 275 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi tra i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di *governance* del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008.

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 197 milioni di euro è riferito alla Distrigas NV (105 milioni di euro) e al settore Exploration & Production (92 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato alla nota n. 25 – Altre passività non correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 7 – Altre attività correnti e n. 20 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 64 e 1.268 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi.

Passività correnti

16 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Banche	4.070	2.411
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	3.176	3.663
Altri finanziatori	517	285
	7.763	**6.359**

Il decremento di 1.404 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (1.652 milioni di euro) parzialmente compensato dalle differenze attive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (193 milioni di euro) e dalla variazione dell'area di consolidamento (48 milioni di euro) relativa all'acquisizione della Distrigas NV da parte del settore Gas & Power (76 milioni di euro) e alla cessione dell'Agip España SA da parte del settore Refining & Marketing (28 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 3.663 milioni di euro (3.176 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte della società finanziaria Eni Coordination Center SA.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Euro	5.453	3.801
Dollaro USA	1.591	1.332
Altre valute	719	1.226
	7.763	**6.359**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 4,9% e del 4,2%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008.
Al 31 dicembre 2008 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 3.313 e 7.696 milioni di euro (rispettivamente 5.006 e 6.298 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

17 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Debiti commerciali	11.092	12.590
Acconti e anticipi	1.483	2.916
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.301	1.716
- altri debiti	3.240	3.293
	4.541	**5.009**
	17.116	**20.515**

L'incremento dei debiti commerciali di 1.498 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.417 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (630 milioni di euro), Exploration & Production (658 milioni di euro) nonché, in diminuzione, ai settori Refining & Marketing (942 milioni di euro) e Petrolchimica (251 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 2.916 milioni di euro (1.483 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano acconti e anticipi per lavori in corso su ordinazione per 2.516 milioni di euro (996 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e altri acconti e anticipi per 400 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Debiti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.624	2.007
- fornitori per attività di investimento	1.015	1.057
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	397	441
- personale	257	400
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	226	284
	3.519	**4.189**
Altri debiti	1.022	820
	4.541	**5.009**

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.
La valutazione al *fair value* dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

18 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Imprese italiane	247	808
Imprese estere	1.441	1.141
	1.688	**1.949**

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (291 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti.

19 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Accise e imposte di consumo	804	920
Altre imposte e tasse	579	740
	1.383	**1.660**

20 Altre passività

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Fair value su contratti derivati non di copertura	412	1.982
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	911	452
Altre passività	233	1.885
	1.556	**4.319**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	63	2.096	296	293	1.928	2.479
Interest currency swap	5	140		82	694	100
Altri	7	76	1	327	151	1.197
	75	**2.312**	**297**	**702**	**2.773**	**3.776**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	24	722	401	134	641	3.002
	24	**722**	**401**	**134**	**641**	**3.002**
Contratti su merci						
Over the counter	12	49	58	1.090	3.297	388
Altri	301	1.187	28	56	66	119
	313	**1.236**	**86**	**1.146**	**3.363**	**507**
	412	**4.270**	**784**	**1.982**	**6.777**	**7.285**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

L'incremento del *fair value* dei contratti derivati non di copertura di 1.570 milioni di euro comprende il *fair value* dei contratti derivati rivenienti dal consolidamento di Distrigas NV a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power (873 milioni di euro).

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 452 milioni di euro (911 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito alla Distrigas NV per 415 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 37 milioni di euro (911 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza 2009 è indicato alla nota n. 7 – Altre attività correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 25 – Altre passività non correnti e n. 15 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 989 e 895 milioni di euro (rispettivamente 1.399 e 1.977 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di 1.885 milioni di euro (233 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono il diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA (1.495 milioni di euro) in base alle condizioni previste dallo *Shareholders' Agreement* firmato dai due *partner* il 30 luglio 2008. Tale *put option* è stata rilevata in contropartita al patrimonio netto di competenza Eni. Negli esercizi futuri eventuali adeguamenti di valore della *put* saranno rilevati in contropartita al conto economico.

Passività non correnti

21 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine					
Tipo	Scadenza	2007	2008	Scad.2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	Totale
Verso banche:										
mutui ordinari	**2009-2019**	6.073	6.896	145	2.503	600	2.584	324	740	6.751
mutui a tasso agevolato	**2009-2012**	9	6	2	2	1	1			4
altri rapporti	**2009-2010**		101		101					101
		6.082	**7.003**	**147**	**2.606**	**601**	**2.585**	**324**	**740**	**6.856**
Obbligazioni ordinarie	**2009-2037**	5.386	6.843	360	844	133	40	1.602	3.864	6.483
Altri finanziatori	**2009-2020**	599	632	42	180	63	62	55	230	590
		12.067	**14.478**	**549**	**3.630**	**797**	**2.687**	**1.981**	**4.834**	**13.929**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 14.478 milioni di euro (12.067 milioni di euro al 31 dicembre 2007) aumentano di 2.411 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi per 2.466 milioni di euro, alla variazione dell'area di consolidamento (286 milioni di euro) relativa principalmente all'acquisizione da parte del settore Exploration & Production della First Calgary Petroleum Ltd (229 milioni di euro) e, in diminuzione, alle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi 383 milioni di euro.
Gli altri finanziatori di 632 milioni di euro riguardano per 161 milioni di euro operazioni di *leasing* finanziario. Il debito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo, la quota interessi e il valore nominale dei canoni futuri, sono di seguito indicati per anno di scadenza:

	Scadenza			
(milioni di euro)	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	Totale
Debito residuo	134	22	5	161
Quota interessi	3	5	2	10
Valore nominale dei canoni futuri	137	27	7	171

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A- (S&P) e A3 (Moody's). Al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.429 milioni di euro e a 1.323 milioni di euro. Inoltre, Saipem SpA ha stipulato accordi di finanziamento con banche per 75 milioni di euro che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. Eni e Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.
Le obbligazioni di 6.843 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 6.391 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 452 milioni di euro.

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso % da	Tasso % a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
- Eni SpA	1.500	43	1.543	EUR		2013		4,625
- Eni SpA	1.250	(5)	1.245	EUR		2017		4,750
- Eni SpA	1.250	2	1.252	EUR		2014		5,875
- Eni Coordination Center SA	682	7	689	GBP	2010	2019	4,875	6,125
- Eni SpA	500	16	516	EUR		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	366	1	367	YEN	2012	2037	1,150	2,810
- Eni Coordination Center SA	350	10	360	EUR	2010	2028	2,876	5,441
- Eni Coordination Center SA	183	2	185	USD	2013	2015	4,450	4,800
- Eni Coordination Center SA	165	4	169	EUR	2009	2015		variabile
- Eni Coordination Center SA	34		34	CHF		2010		2,043
- Eni Coordination Center SA	32	(1)	31	USD		2013		variabile
	6.312	**79**	**6.391**					
Altri prestiti obbligazionari								
- Eni USA Inc	287	3	290	USD		2027		7,300
- Eni Lasmo Plc (*)	157	(6)	151	GBP		2009		10,375
- Eni UK Holding Plc	11		11	GBP		2013		variabile
	455	**(3)**	**452**					
	6.767	**76**	**6.843**					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle attività finanziarie correnti per 173 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 412 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA per 261 milioni di euro e Eni Lasmo Plc per 151 milioni di euro. Nel corso del 2008 sono state emesse nuove obbligazioni per 1.812 milioni di euro da parte di Eni SpA per 1.499 milioni di euro, di Eni Coordination Center SA per 302 milioni di euro e di Eni UK Holding Plc per 11 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2007 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2008 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	9.973	4,4	12.284	4,2
Dollaro USA	900	8,6	912	6,1
Lira sterlina	882	6,2	859	6,2
Yen giapponese	281	1,9	367	2,0
Altre valute	31	2,0	56	3,8
	12.067		**14.478**	

Al 31 dicembre 2008 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 1.850 milioni di euro (1.400 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 15.247 milioni di euro (12.390 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Obbligazioni ordinarie	5.523	7.505
Banche	6.148	7.056
Altri finanziatori	719	686
	12.390	**15.247**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra il 1,4% e il 3,9% (3,8% e 6,0% al 31 dicembre 2007).
Passività finanziarie per 151 milioni di euro sono garantite da depositi vincolati (198 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	2.114		2.114	1.939		1.939
B. Titoli disponibili per la vendita	174		174	185		185
C. Liquidità (A+B)	**2.288**		**2.288**	**2.124**		**2.124**
D. Crediti finanziari	**990**	**225**	**1.215**	**337**		**337**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	4.070		4.070	2.411		2.411
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	161	5.921	6.082	147	6.856	7.003
G. Prestiti obbligazionari	263	5.123	5.386	360	6.483	6.843
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	131		131	153		153
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		16	16		9	9
L. Altre passività finanziarie a breve termine	3.562		3.562	3.795		3.795
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	313	270	583	42	581	623
N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)	**8.500**	**11.330**	**19.830**	**6.908**	**13.929**	**20.837**
O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)	**5.222**	**11.105**	**16.327**	**4.447**	**13.929**	**18.376**

I titoli disponibili per la vendita di 185 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 360 milioni di euro (280 milioni di euro al 31 dicembre 2007) relativi per 302 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2007) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.
I crediti finanziari di 337 milioni di euro (1.215 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 487 milioni di euro (384 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 399 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2007) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di specifici progetti industriali e 47 milioni di euro relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd. I crediti finanziari non correnti al 31 dicembre 2007 di 225 milioni di euro si riferiscono a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario; il credito è stato riclassificato nelle quote a breve termine per 173 milioni di euro.

22 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Variazioni stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Fondo abbandono e ripristino siti	3.974		635	202	(113)	(8)	(116)	4.574
Fondo rischi ambientali	1.858	369		38	(333)	(9)	57	1.980
Fondo rischi per contenziosi	716	90		1	(30)	(35)	70	812
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	418	1				(49)	34	404
Fondo approvvigionamento merci	187	115		6				308
Fondo per imposte	213	39			(3)	(10)	21	260
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	21				(5)	(16)	163
Fondo operazioni e concorsi a premio	65	75			(57)	(2)		81
Fondo mutua assicurazione *OIL*	80	14			(13)	(8)	(1)	72
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	130						(114)	16
Fondo contratti onerosi	50				(50)		4	4
Altri fondi (*)	632	418	(2)	2	(151)	(73)	73	899
	8.486	**1.142**	**633**	**249**	**(750)**	**(199)**	**12**	**9.573**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 4.574 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (4.494 milioni di euro). Le variazioni di stima di 635 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Eni Norge AS (183 milioni di euro), Eni UK Ltd (90 milioni di euro) e Eni Petroleum Co Inc (82 milioni di euro). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 202 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra il 3,3% e il 6,2% (4,2% e 6,2% al 31 dicembre 2007). Le altre variazioni di 116 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (157 milioni di euro) e, in aumento, il fondo riveniente dall'acquisizione da parte del settore Exploration & Production di Eni Hewett Ltd (52 milioni di euro).

Il fondo rischi ambientali di 1.980 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.382 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (454 milioni di euro). Gli accantonamenti di 369 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (222 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (108 milioni di euro). Gli accantonamenti di Syndial SpA riguardano principalmente i costi relativi al progetto di recupero dell'area dismessa di Crotone. Gli utilizzi a fronte oneri di 333 milioni di euro riguardano prevalentemente la Syndial SpA (194 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (93 milioni di euro). Le altre variazioni di 57 milioni di euro comprendono la riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazione effettuata dal settore Refining & Marketing per 114 milioni di euro.

Il fondo rischi per contenziosi di 812 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali e contenziosi legali e per procedimenti *antitrust*. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (452 milioni di euro), la Syndial SpA (225 milioni di euro) e la Petrolchimica (36 milioni di euro). Le altre variazioni di 70 milioni di euro riguardano essenzialmente l'inserimento nell'area di consolidamento della Distrigas NV a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power (68 milioni di euro).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 404 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Il fondo approvvigionamento merci di 308 milioni di euro riguarda Eni SpA e accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci.

Il fondo per imposte di 260 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (193 milioni di euro).

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 163 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo operazioni e concorsi a premio di 81 milioni di euro si riferisce al settore Refining & Marketing e accoglie gli oneri che si

prevede di sostenere a seguito dell'attuazione di campagne promozionali.
Il fondo mutua assicurazione *OIL* di 72 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.
Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 16 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dal settore Refining & Marketing (10 milioni di euro) a fronte di siti e attività materiali dismesse. Le altre variazioni di 114 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi ambientali effettuata dal settore Refining & Marketing.
Il fondo per contratti onerosi di 4 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso. L'utilizzo a fronte oneri si riferisce alla Syndial SpA.

23 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	499	458
Piani pensione esteri	219	223
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	99	98
Altri fondi per benefici ai dipendenti	118	168
	935	**947**

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, potrà rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.
I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.
L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) a altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle *performance* aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

		Piani pensione esteri				
(milioni di euro)	TFR	Passività lorda	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2007						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**614**	**771**	**(440)**	**91**	**95**	**1.131**
Costo corrente	13	13		1	38	65
Oneri finanziari	23	32		4	2	61
Rendimento delle attività al servizio del piano			(23)			(23)
Contributi versati			(126)			(126)
Utili/perdite attuariali	(52)	3	12	1	(1)	(37)
Benefici pagati	(64)	(35)	18	(6)	(7)	(94)
Modifiche del piano	1	2				3
Riduzioni ed estinzioni del piano	(62)	(201)	201			(62)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	3	36	(4)	1	(9)	27
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**476**	**621**	**(362)**	**92**	**118**	**945**
2008						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	476	621	(362)	92	118	945
Costo corrente		21		1	48	70
Oneri finanziari	25	28		5	5	63
Rendimento delle attività al servizio del piano			(25)			(25)
Contributi versati		(1)	(41)			(42)
Utili/perdite attuariali	8	(11)	102	3	3	105
Benefici pagati	(65)	(25)	20	(7)	(7)	(84)
Riduzioni ed estinzioni del piano				(2)		(2)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(1)	169	(147)	2	1	24
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	443	802	(453)	94	168	1.054

La passività lorda relativa ai piani pensioni esteri di 802 milioni di euro (621 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprende la passività di competenza dei partner in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 67 e 77 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli altri benefici di 168 milioni di euro (118 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 107 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e i premi di anzianità per 47 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			439	610				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(362)	(453)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			**77**	**157**				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	**476**	**443**	**182**	**192**	**92**	**94**	**118**	**168**
Utili (perdite) attuariali non rilevati	23	15	(33)	(126)	7	4		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate			(7)					
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**499**	**458**	**219**	**223**	**99**	**98**	**118**	**168**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2007					
Costo corrente	13	13	1	38	65
Oneri finanziari	23	32	4	2	61
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(23)			(23)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali	1	3			4
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano	(83)	41			(42)
	(46)	**66**	**5**	**40**	**65**
2008					
Costo corrente		21	1	48	70
Oneri finanziari	25	28	5	5	63
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(25)			(25)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		1			1
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano			(2)		(2)
	25	**25**	**4**	**53**	**107**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2007				
Tasso di sconto	5,4	3,5-13,0	5,5	4,8-5,4
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-3,0	2,0-12,0		2,7-4,0
Tasso d'inflazione	2,0	1,0-10,0	2,0	2,0
2008				
Tasso di sconto	6,0	3,5-13,0	6,0	5,2-6,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,5-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-3,0	2,4-13,0		2,7-4,0
Tasso d'inflazione	2,5	1,3-11,0	2,5	2,5

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	6,9	6,6-8,9
Obbligazioni	20,4	2,8-10,0
Attività immobiliari	1,8	5,4-15,0
Altro	70,9	2,0-13,0
Totale	**100,0**	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato un onere di 77 milioni di euro (un provento di 11 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	10	(9)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 32 milioni di euro.

L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2007				
Effetto sull'obbligazione netta	(8)	6		
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2008				
Effetto sull'obbligazione netta	7	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		(62)		

24 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.468 milioni di euro (3.526 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
	5.471	952	(2.335)	1.684	(38)	8	5.742

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Passività per imposte differite	8.997	9.210
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.526)	(3.468)
	5.471	**5.742**
Attività per imposte anticipate non compensabili	(1.915)	(2.912)
	3.556	**2.830**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	6.257	212	(895)	(60)	(148)	5.366
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	539	191	(30)	(32)	(14)	654
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	177	10	(15)		1	173
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	731	335	(1.070)		83	79
- altre	1.293	204	(325)	54	1.712	2.938
	8.997	**952**	**(2.335)**	**(38)**	**1.634**	**9.210**
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.363)	(244)	17	45	(27)	(1.572)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(913)	(701)	235	3	(21)	(1.397)
- ammortamenti non deducibili	(622)	(278)	48	(42)	(16)	(910)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(788)		60		(7)	(735)
- perdite fiscali portate a nuovo	(79)	(10)	37	1	(6)	(57)
- altre	(1.676)	(545)	370	36	106	(1.709)
	(5.441)	**(1.778)**	**767**	**43**	**29**	**(6.380)**
Passività nette per imposte differite	**3.556**	**(826)**	**(1.568)**	**5**	**1.663**	**2.830**

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Le altre variazioni di 1.663 milioni di euro comprendono: (i) la variazione dell'area di consolidamento per 1.456 milioni di euro riferita principalmente all'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (733 milioni di euro), di First Calgary Petroleums Ltd (108 milioni di euro), di Eni Hewett Ltd (91 milioni di euro) e di Hindustan Oil Exploration Co Ltd (31 milioni di euro) e, all'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (504 milioni di euro) e alla cessione da parte del settore Refining & Marketing di Agip España SA (11 milioni di euro); (ii) la rilevazione in contropartita alle

riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (76 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportate alle note n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa il 33,73% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.024 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2009	41	7
2010		12
2011		1
2012		
2013	6	3
oltre 2013	3	14
illimitatamente	38	899
	88	**936**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 171 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 88 milioni di euro e ad imprese estere per 83 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 29 e 28 milioni di euro.

25 Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	1.340	499
Passività per imposte sul reddito correnti	215	254
Debiti per attività di investimento	22	
Altri debiti	295	55
Altre passività	159	1.730
	2.031	**2.538**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 499 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito al settore Exploration & Production per 264 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e alla Distrigas NV per 235 milioni di euro. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato alla nota n. 15 – Altre attività non correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 20 – Altre passività correnti e n. 7 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.
Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.878 e 1.832 milioni di euro (rispettivamente 2.804 e 3.404 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi.
Le passività per imposte sul reddito correnti di 254 milioni di euro (215 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.
Le altre passività di 1.730 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono gli anticipi incassati dal *partner* Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.552 milioni di euro.

26 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le altre attività destinate alla vendita di 68 milioni di euro riguardano la cessione della Fertlizantes Nitrogenados de Oriente che opera nel settore della produzione dei fertilizzanti.

27 Patrimonio netto

Capitale e riserve di terzi azionisti

Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2007	2008	31.12.2007	31.12.2008
Saipem SpA	514	407	1.299	1.560
Distrigas NV		74		1.162
Snam Rete Gas SpA	268	254	865	948
Hindustain Oil Exploration Co Ltd		(1)		128
Tigàz Tiszàntùli Gàzszolgàltatò Részvénytàrsasàg	1	(11)	79	65
Altre	15	10	196	211
	798	**733**	**2.439**	**4.074**

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.207	7.187
Riserva per differenze cambio	(2.233)	(969)
Altre riserve	(914)	(1.140)
Utili relativi a esercizi precedenti	29.591	34.685
Azioni proprie acquistate	(5.999)	(6.757)
Acconto sul dividendo	(2.199)	(2.359)
Utile dell'esercizio	10.011	8.825
	40.428	**44.436**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2008, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2007).

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 1,30 euro per azione a valere sull'utile dell'esercizio 2007 che risulta in 0,70 euro per azione tenuto conto dell'acconto sul dividendo di 0,60 euro per azione già versato. Il saldo del dividendo di 0,70 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, è stato messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2008, con stacco cedola fissato al 19 maggio 2008.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla Legge.

Riserve per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 7.187 milioni di euro (7.207 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprende le azioni proprie acquistate. La diminuzione di 20 milioni di euro è riferita alla vendita e all'assegnazione di azioni a favore dei dirigenti del Gruppo assegnatari dei piani di *stock grant* e di *stock option*.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Altre riserve

Le altre riserve con valore negativo di 1.140 milioni di euro (con valore negativo di 914 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di SnamProgetti SpA a Saipem Projects SpA (ora Saipem SpA) (stesso ammontare al 31 dicembre 2007);
- per 194 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (181 milioni di euro al 31 dicembre 2007);
- per 86 milioni di euro la riserva negativa da valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale (riserva negativa di 1.342 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita, n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti;
- per 1.495 milioni di euro la riserva negativa relativa al diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA.

La riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura *cash flow hedge*			Totale		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2006	**8**	**(2)**	**6**	**1**		**1**	**9**	**(2)**	**7**
Variazione dell'esercizio 2007				(2.237)	867	(1.370)	(2.237)	867	(1.370)
Differenze di cambio da conversione				51	(26)	25	51	(26)	25
Utilizzo a conto economico	(6)	2	(4)				(6)	2	(4)
Riserva al 31 dicembre 2007	**2**		**2**	**(2.185)**	**841**	**(1.344)**	**(2.183)**	**841**	**(1.342)**
Variazione dell'esercizio 2008	3	(1)	2	964	(364)	600	967	(365)	602
Variazione dell'area di consolidamento				(68)	23	(45)	(68)	23	(45)
Differenze di cambio da conversione				48	(23)	25	48	(23)	25
Utilizzo a conto economico				1.005	(402)	603	1.005	(402)	603
Riserva al 31 dicembre 2008	**5**	**(1)**	**4**	**(236)**	**75**	**(161)**	**(231)**	**74**	**(157)**
Di cui: quota Gruppo	*5*	*(1)*	*4*	*(128)*	*38*	*(90)*	*(123)*	*37*	*(86)*

La variazione del *fair value* inefficace ai fini della copertura (componente *time value*) relativa ai contratti derivati *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Effetto rilevato a conto economico	Differenze di cambio da conversione	Valore al 31.12.2008
	(56)	7	4	(45)

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.757 milioni di euro (5.999 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e sono rappresentate da n. 382.954.240 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 348.525.005 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007). Le azioni proprie per 505 milioni di euro (768 milioni di euro al 31 dicembre 2007), rappresentate da n. 23.557.425 azioni ordinarie (n. 35.423.925 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 11.866.500 azioni si analizza come segue:

	Stock option	*Stock grant*	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2007	**34.521.125**	**902.800**	**35.423.925**
- diritti non attribuiti piano *stock option* 2006-2008	(9.406.500)		(9.406.500)
- diritti esercitati	(582.100)	(893.400)	(1.475.500)
- diritti decaduti	(975.100)	(9.400)	(984.500)
	(10.963.700)	**(902.800)**	**(11.866.500)**
Numero azioni al 31 dicembre 2008	**23.557.425**		**23.557.425**

Al 31 dicembre 2008 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 23.557.425 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock option*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 97.000), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 231.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.756.000) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 5.954.250) e per quelle 2007 (n. 5.492.375) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 7.354.300).
Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite alla nota n. 31 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 2.359 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione deliberato l'11 settembre 2008 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2008.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2008 comprende riserve distribuibili per circa 39.000 milioni di euro.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2007	2008	31.12.2007	31.12.2008
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.600**	**6.745**	**28.926**	**30.049**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.122	4.140	16.320	18.999
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(1)	(330)	1.245	5.161
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	649	(1.373)	(1.235)	(2.852)
- eliminazione di utili infragruppo	(435)	216	(3.383)	(3.127)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(97)	159	711	(15)
- altre rettifiche	(29)	1	283	295
	10.809	**9.558**	**42.867**	**48.510**
Interessi di terzi	(798)	(733)	(2.439)	(4.074)
Come da bilancio consolidato	**10.011**	**8.825**	**40.428**	**44.436**

28 Altre informazioni

Acquisizioni

Burren Energy Plc

A seguito dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale sociale, l'11 gennaio 2008 Eni ha acquisito il controllo della compagnia britannica indipendente Burren Energy Plc. Gli *asset* acquisiti comprendono giacimenti in produzione nel Turkmenistan e in Congo, nonché licenze esplorative in Egitto, Yemen e India. L'allocazione del costo complessivo di 2.358 milioni di euro, che include oneri accessori di 14 milioni di euro, alle attività e passività della Burren Energy Plc è stata effettuata in via definitiva.

Hindustan Oil Exploration Co Limited (HOEC)

A seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale, il 5 agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Co Limited (HOEC). L'obbligo di OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. L'allocazione del costo complessivo di 107 milioni di euro alle attività e passività della HOEC, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

Distrigas NV

A seguito dell'acquisizione dalla società francese Suez-Tractebel della quota di maggioranza del 57,243%, il 30 ottobre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società belga Distrigas NV. E' in corso l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas in base al via libera ottenuto dalle Autorità di borsa belghe il 30 dicembre 2008. Il termine dell'OPA è fissato al 19 marzo 2009. L'allocazione del costo complessivo di 2.751 milioni di euro, che include oneri accessori di 12 milioni di euro, alle attività e passività della Distrigas NV, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

First Calgary Petroleums Ltd

A seguito dell'acquisizione della totalità delle azioni ordinarie, il 21 novembre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società canadese First Calgary Petroleums Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'allocazione del costo complessivo di 605 milioni di euro, che include oneri accessori di 5 milioni di euro, alle attività e passività della First Calgary Petroleums Ltd è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

Eni Hewett Ltd

A seguito del perfezionamento dell'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited, il 28 novembre 2008 è stata acquisita una quota del 52% e l'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, con l'obiettivo di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 224 milioni di euro alle attività e passività della Eni Hewett Ltd è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

	Burren Energy Plc		**Hindustan Oil Exploration Co Ltd**		**Distrigas NV**		**First Calgary Petroleums Ltd**		**Eni Hewett Ltd**	
(milioni di euro)	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	187	187	115	115	3.375	3.375	148	148	56	19
Attività materiali	457	2.543	79	199	30	30	643	757	29	118
Attività immateriali	47	326	8		1	1.395				208
Goodwill		89				1.245		88		39
Partecipazioni	56	53	1	1	112	112				
Altre attività non correnti	17	17			202	203			9	
Attività acquisite	**764**	**3.215**	**203**	**315**	**3.720**	**6.360**	**791**	**993**	**94**	**384**
Passività correnti	62	100	37	37	1.796	1.796	45	45	17	17
Passività nette per imposte differite	36	733	(5)	31	30	504	15	108		91
Fondi per rischi e oneri	14	24	4	3	80	80	3	6	44	52
Altre passività non correnti			17	17	88	88	229	229		
Passività acquisite	**112**	**857**	**53**	**88**	**1.994**	**2.468**	**292**	**388**	**61**	**160**
Patrimonio netto di terzi azionisti			79	120	748	1.141				
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	**652**	**2.358**	**71**	**107**	**978**	**2.751**	**499**	**605**	**33**	**224**

29 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		6.388	6.388		13.139	13.139
Imprese controllate non consolidate		150	150		151	151
Imprese a controllo congiunto e collegate	5.896	1.099	6.995	6.027	1.075	7.102
Altri	12	279	291	8	245	253
	5.908	**7.916**	**13.824**	**6.035**	**14.610**	**20.645**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 13.139 milioni di euro (6.388 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.004 milioni di euro (3.244 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 5.965 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (2.351 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (ii) garanzie rilasciate nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA per 2.739 milioni di euro relative alle obbligazioni derivanti dal contratto di *Share Purchase Agreement* sottoscritto con Suez-Tractebel SA per l'acquisizione della partecipazione del 57,24% in Distrigas NV; (iii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.248 milioni di euro (1.286 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (iv) rischi assicurativi per 257 milioni di euro che Eni ha riassicurato (259 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.202 milioni di euro (6.050 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 151 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 146 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 79 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.102 milioni di euro (6.995 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.001 milioni di euro (5.870 milioni di euro al 31 dicembre 2007) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 871 milioni di euro (824 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 716 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (677 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 107 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 983 milioni di euro (1.562 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 253 milioni di euro (291 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle *fee* di rigassificazione per 216 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 19 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 232 milioni di euro (281 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Impegni	200	205
Rischi	1.520	1.660
	1.720	**1.865**

Gli impegni di 205 milioni di euro (200 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano essenzialmente gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 180 milioni di euro (177 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

I rischi di 1.660 milioni di euro (1.520 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.273 milioni di euro (1.126 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 387 milioni di euro (376 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Gestione dei rischi d'impresa

PREMESSA

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio paese nell'attività *Oil* & Gas; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le *policy* di Gruppo in materia di rischi finanziari.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") nonchè per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (VAR), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di VAR sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VAR con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VAR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di VAR per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a

gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VAR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tassi di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VAR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *over the counter* (in particolare *swap, forward, contracts for differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il VAR derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2008 in termini di VAR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2007) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori VAR delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* – approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2007				2008			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	7,36	0,47	1,39	4,35	12,31	0,73	4,17	6,54
Tasso di cambio	1,25	0,03	0,21	0,43	1,48	0,09	0,48	0,47

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* – approccio simulazione storica *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2007				2008			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area *oil*, prodotti	44,59	4,39	20,17	12,68	46,48	3,44	19,88	5,43
Area Gas & Power [a]	54,11	20,12	34,56	25,57	67,04	24,38	43,53	32,07

(a) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* interni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio, rapportabili alle classi di rischio definite dalla principali Agenzie di *rating*. Il *rating* interno è anche raffrontato con *rating* forniti da un qualificato *info-provider* esterno. Per quanto attiene il rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa di Gruppo, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità venutasi a determinare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative e in alcuni casi la sospensione degli affidamenti a singole controparti. Sono state in particolare emanate disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività, massimizzando le possibilità di diversificazione e mantenendo nell'operatività quotidiana il principio della rotazione delle controparti. Sono inoltre state impartite disposizioni di ulteriore selettività in particolare sulle operazioni in strumenti derivati e su quelle di durata superiore ai tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2008 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business*

e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso dell'esercizio irrigidimenti del mercato del credito e forti tensioni sugli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione dei "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. Le *policy* attuate anche prima dell'acuirsi della crisi sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso una adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.009 milioni di euro, di cui 3.313 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 1.850 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 10 miliardi di euro di cui 6.391 milioni già collocati al 31 dicembre 2008.
Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 e P-1; in entrambi i casi l'*outlook* è stabile.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	549	3.630	797	2.687	1.981	4.834	**14.478**
Passività finanziarie a breve termine	6.359						**6.359**
	6.908	**3.630**	**797**	**2.687**	**1.981**	**4.834**	**20.837**
Interessi su debiti finanziari	502	469	412	383	336	791	**2.893**

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2009	2010 -2013	Oltre	Totale
Debiti commerciali	12.590			**12.590**
Altri debiti e anticipi	7.925	28	27	**7.980**
	20.515	**28**	**27**	**20.570**

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti *take-or-pay* del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	Totale
Contratti di *leasing* operativo non annullabili [1]	**588**	**812**	**697**	**468**	**395**	**1.081**	**4.041**
Costi di abbandono e ripristino siti [2]	**269**	**35**	**61**	**18**	**256**	**8.830**	**9.469**
Costi relativi a fondi ambientali	**396**	**421**	**284**	**223**	**221**	**443**	**1.988**
Impegni di acquisto [3]	**17.938**	**13.777**	**14.326**	**14.405**	**14.112**	**185.415**	**259.973**
- Gas							
Take-or-pay	15.694	13.041	13.574	13.610	13.343	179.067	**248.329**
Ship-or-pay	539	537	545	549	528	3.151	**5.849**
- Altri impegni di acquisto con clausole *take-or-pay* e *ship-or-pay*	139	135	126	111	106	838	**1.455**
- Altri impegni di acquisto [4]	1.566	64	81	135	135	2.359	**4.340**
Altri impegni	**8**	**5**	**5**	**5**	**5**	**152**	**180**
di cui:							
- Memorandum di intenti Val d'Agri	8	5	5	5	5	152	**180**
	19.199	**15.050**	**15.373**	**15.119**	**14.989**	**195.921**	**275.651**

(1) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(3) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 48,9 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

Impegni per investimenti

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013 e oltre	Totale
Impegni per *major projects*	4.938	3.831	2.697	1.837	9.856	**23.159**
Impegni per altri investimenti	5.147	4.342	3.186	2.389	9.846	**24.910**
	10.085	**8.173**	**5.883**	**4.226**	**19.702**	**48.069**

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2008 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America settentrionale. Nel 2008 circa il 70% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante; con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio *operation*

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (Decr. Lgs. 231/01). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa negli esercizi futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni ed in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, standard e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di: (i) produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia; (ii) guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni; (iii) favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate ai sensi delle disposizioni del Testo Integrato dell'AEEG in materia di *unbundling* (delibere 11/07 e 253/07) entrato in vigore il 1° luglio 2008 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva

e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il decreto legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'Autorità il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. L'Autorità con le delibere ARG n. 91 e VIS 109 del 2008 ha stabilito che gli operatori hanno l'obbligo di adottare misure gestionali preventive, attestate dall'organo delegato, finalizzate a impedire la traslazione.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*, assicureranno, dal 2010, 62,4 miliardi di metri cubi/anno, esclusi i volumi soggetti a clausole di *take-or-pay* connessi all'acquisizione Distrigas che saranno destinati alla vendita sul mercato belga. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime degli investimenti realizzati nel 2008 da parte Eni e di terzi operatori e della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Gestione del capitale

Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. Il *leverage* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,4.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Proventi (oneri) rilevati a Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:			
- Strumenti derivati non di copertura [a]	(374)	(558)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:			
- Titoli	50	2	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:			
- Titoli [a]	495	19	3
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:			
- Crediti commerciali e diversi [b]	22.446	(254)	
- Crediti finanziari [a]	1.908	117	
- Debiti commerciali e diversi [c]	20.570	(53)	
- Debiti finanziari [a]	20.837	(607)	
Attività valutate a *fair value* in applicazione della *fair value option*:			
- Partecipazioni [a]	2.741	241	
Passività nette per contratti derivati di copertura [d]	**280**	**1.012**	**964**

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 385 milioni di euro (svalutazioni e perdite su crediti) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 100 milioni di euro (differenze attive di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze attive di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 1.005 milioni di euro e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 7 milioni di euro (componente *time value*).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

ENI SPA

(i) Subsidenza. Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna.

(ii) **Presunto danneggiamento**. Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il giudizio è in corso.

(iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Procura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello avanti alla Corte di Appello di Caltanissetta.

(iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste.

(v) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo.

ENIPOWER SPA

(i) **Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L'Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca sono stati rinviati a giudizio.

(ii) **Emissioni in atmosfera.** La Procura della Repubblica di Mantova ha avviato delle indagini nei confronti di due dirigenti di EniPower Mantova SpA in relazione alle emissioni in atmosfera provenienti dalla nuova Centrale di Mantova. Si è in attesa delle determinazioni della Procura in ordine all'eventuale prosecuzione dell'azione penale.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

(i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Il giudizio prosegue con il tentativo delle parti di individuare una soluzione transattiva.

(ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChemSpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. Il giudizio prosegue con l'esperimento della CTU.

(iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone, intentata dal Presidente della Giunta Regionale della Calabria.** Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione

Calabria, ha intentato nei confronti di EniChem SpA (ora Syndial SpA) un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata in EniChem) nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario proponendo domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Con sentenza del maggio 2007 il Tribunale di Milano si è definitivamente pronunciato dichiarando la nullità della procura alle liti conferita a margine dell'atto di citazione notificato a Syndial SpA e ha disposto la liquidazione delle spese di lite sostenute dalla convenuta. La Provincia di Crotone ha appellato la sentenza. La Corte di Appello ha accolto la richiesta di sospensione. Syndial ha presentato ricorso per riesame del provvedimento di accoglimento. Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro. La causa, attualmente in fase istruttoria, è stata riunita con la causa intentata dal Ministero dell'Ambiente. Syndial ha presentato un nuovo progetto di bonifica all'approvazione del Ministero che ha ottenuto il parziale assenso della conferenza dei servizi decisoria nel gennaio 2009. Il fondo rischi ambientale è stato conseguentemente incrementato. Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, hanno convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto a *petitum* e *causa petendi* alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

(iv) Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore. Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato la Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto ed in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. In assenza di sviluppi nel contenzioso in oggetto successivi al deposito della predetta sentenza, sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto. Syndial presenterà al più presto ricorso in appello contro la sentenza di primo grado emessa dal Tribunale di Torino. Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del Decreto Ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul Lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato.

(v) Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni. Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili e dei danni morali, esistenziali e all'immagine. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e

dal Ministero dell'Ambiente. Nel giugno 2008 il Comune di Carrara e il Ministero dell'Ambiente hanno notificato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, richiedendo complessivamente a tutti i convenuti un risarcimento pari a circa 189,8 milioni di euro. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste dell'attore.

(vi) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha impartito disposizioni alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial e Polimeri Europa, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, e che viene genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Polimeri Europa ha impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania con decisione del luglio 2007 ha annullato nel merito le prescrizioni assunte nelle Conferenze di Servizi dal Ministero dell'Ambiente con riguardo al sito di Priolo e alla Rada di Augusta. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello con istanza cautelare, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia. L'appello presentato dal Ministero dell'Ambiente è stato accolto in fase cautelare, sospendendo gli effetti della sentenza di merito del TAR Catania. Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania che accoglie anche i due ricorsi proposti e non riuniti, rimettendo alla Corte di Giustizia della Comunità Europea la valutazione della corretta applicazione del principio comunitario dibattuto. Nel giugno 2008 anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza istanza di sospensiva. Si è in attesa di fissazione dell'udienza di discussione del merito. Syndial ha impugnato le Conferenze di Servizi del 20 dicembre 2007 e 6 marzo 2008, sollevando anche questione pregiudiziale innanzi alla Corte di Giustizia della CE circa la corretta applicazione del principio comunitario dibattuto. Per quanto riguarda il TAR Lazio i ricorsi sono pendenti.

ENI SPA

(i) **Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di Amministrazione Straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe - procedure aperte con Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 - chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e della controllata Sofid nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debitrici, e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

(i) **Serfactoring SpA: cessione crediti**. Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata da Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA in liquidazione, incorporata in EniChem SpA, oggi Syndial SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche nonché Serfactoring in via riconvenzionale hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004. La domanda di Agrifactoring è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. Nel giugno 2008 la causa è stata decisa con sentenza parziale

che, riformando la precedente sentenza emessa dal Tribunale di Roma, ha accolto le domande proposte da Agrifactoring e ha condannato la Serfactoring a rimborsare a Agrifactoring in liquidazione l'importo dei crediti ceduti verso Federconsorzi e non pagati per sopravvenuta insolvenza di Federconsorzi. La Corte, con ordinanza, ha rinviato al Consigliere Istruttore per il rinnovo del CTU contabile. Quanto prima Syndial proporrà ricorso per Cassazione. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

ENI SPA

(i) Fintermica. Fintermica ha sollevato contestazioni nei confronti di Eni nella gestione della *joint-venture* Jacorossi, con riferimento al preteso abuso dei ruoli chiave coperti da Eni SpA nella *joint-venture*, a detrimento degli interessi del socio, e al preteso comportamento dilatorio di Syndial nella cessione a Fintermica della quota in suo possesso della *joint-venture*. Le parti hanno convenuto di deferire la controversia ad arbitri. Ha avuto inizio la fase istruttoria. Con lodo depositato il 26 novembre 2008, il Collegio Arbitrale ha condannato in solido Eni e Syndial a risarcire Fintermica dei danni subiti per un ammontare di 5 milioni di euro, oltre alla rivalutazione e gli interessi dal 3 aprile 2001.

SNAMPROGETTI SPA

(i) CEPAV Uno e CEPAV Due. Eni partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Eni 50,36%) e CEPAV Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano - Bologna (in fase di realizzazione) e Milano - Verona (in fase di progettazione). Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano - Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un Addendum al contratto tra il Consorzio CEPAV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente il Consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro. Il Consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006 a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal Consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano - Verona, il Consorzio CEPAV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "Legge Obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato intentato dal Consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del Consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. È in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio per stabilire la valutazione economica che sarà espressa nel lodo finale. TAV ha proposto ricorso avanti la Corte di Appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007. Con Decreto Legge n. 7 del 31 dicembre 2007 è stata revocata, tra l'altro, la Concessione rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovia dello Stato alla TAV SpA, relativa alla realizzazione della tratta ferroviaria Alta Velocità Milano - Verona. Gli effetti della revoca si estendevano anche alla Convenzione che CEPAV Due aveva stipulato con TAV SpA nel 1991. L'art. 12 del decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con legge 133/2008 ha disposto la "Abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e pertanto la Convenzione stipulata dal CEPAV Due con TAV SpA nel 1991 prosegue senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Nell'aprile 2007 è stato quindi proposto ricorso al TAR Lazio per l'annullamento dei provvedimenti del Ministero dei Trasporti e di Rete Ferroviaria Italiana assunti in applicazione al Decreto Legge di revoca delle concessioni a TAV. TAV si è impegnata a non richiedere la restituzione degli acconti sino alla decisione della Corte di Giustizia della Comunità Europea.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre autorità regolamentari

3.1 Antitrust

ENI SpA

(i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

(ii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l'eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Nell'ottobre 2008, la Commissione Europea ha adottato la decisione finale relativa al procedimento di applicazione dell'art. 81 CE nel mercato delle cere di paraffina, con la quale ha condannato Eni al pagamento di una sanzione pari a euro 29.120.000. Eni ha presentato ricorso avverso tale decisione che trova copertura nel fondo rischi accantonato.

(iii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nell'ambito delle iniziative avviate dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, in data 16 maggio 2005 è stata notificata a Eni la decisione della Commissione che ingiunge a Eni e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi ad un accertamento ai sensi dell'art. 20, par. 4, del regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti a ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto del gas naturale. Analoghe iniziative sono state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio. Nell'aprile 2007 la Commissione Europea ha comunicato la decisione di avviare la fase di approfondimento delle indagini, in quanto dagli elementi fino ad ora raccolti è emerso il sospetto che Eni abbia adottato comportamenti di *"accaparramento di capacità e sub-investimento strategico relativamente ai gasdotti di trasmissione", (comportamenti) diretti "a escludere i concorrenti e ad arrecare un danno alla concorrenza e ai consumatori in uno o più mercati di fornitura in Italia"*. Il 9 marzo 2009, Eni ha ricevuto la comunicazione degli addebiti concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo al presunto ingiustificato rifiuto di accesso alle infrastrutture di trasporto TAG e TENP/Transitgas, interconnesse al sistema italiano di trasporto, attraverso pratiche "di accaparramento di capacità, degrado della capacità e limitazione strategica dell'investimento", con l'effetto di "impedire lo sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato a valle e [...] causare un danno per i consumatori". La Commissione europea prospetta la possibile imposizione di un'ammenda e di rimedi strutturali. Eni ha avviato una complessa verifica dell'impianto accusatorio della Commissione europea, sotto il duplice profilo della veridicità dei fatti contestati e della loro effettiva configurabilità come violazioni della normativa sulla concorrenza e procederà a presentare le proprie difese nell'ambito del procedimento. Inoltre, ed a seguito della predetta verifica, Eni valuterà l'opportunità di presentare volontariamente impegni per la chiusura del procedimento ai sensi dell'art. 9 del Regolamento CE n. 1/2003. In considerazione delle numerose variabili idonee ad incidere sul quantum della sanzione, delle complesse verifiche da attuare rispetto alla citata contestazione degli addebiti e del fatto che l'accettazione di eventuali impegni presentati da Eni ai sensi del citato regolamento n. 1/2003 escluderebbe l'irrogazione di qualsiasi sanzione, allo stato non è oggettivamente determinabile l'importo di un'eventuale ammenda.

(iv) TTPC. Nell'aprile 2006 Eni ha presentato ricorso avanti il Tribunale Amministrativo per il Lazio avverso il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità garante della concorrenza e del mercato aveva deliberato che la condotta posta in essere da Eni nel 2003 con riguardo all'esecuzione del piano di potenziamento del gasdotto TTPC di importazione del gas naturale dall'Algeria costituiva abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure pro-concorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni annullando la quantificazione della sanzione, riconoscendo la non adeguata ponderazione da parte dell'AGCM delle circostanze addotte da Eni. Contro la sentenza del TAR hanno presentato autonomo ricorso al Consiglio di Stato sia l'AGCM che Eni e TTPC. Nelle more del giudizio il pagamento della sanzione rimarrà in attesa di determinazione.

POLIMERI EUROPA SPA E SYNDIAL SPA

(i) Indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri. Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa *antitrust* nel settore degli elastomeri. Attualmente risultano pendenti, innanzi alla Commissione Europea, indagini riguardanti i prodotti CR e NBR. In relazione alla procedura sul CR per presunte infrazioni commesse dal 1993 al 2002 nell'EEA. La Commissione Europea nel marzo 2007 ha inviato a Eni, Polimeri Europa e Syndial lo Statement of Objections, aprendo la seconda fase della procedura. Nel dicembre 2007 la Commissione Europea ha archiviato la posizione di Syndial relativamente al CR e ha contemporaneamente inflitto una ammenda pari a 132,16 milioni di euro in solido a Eni e Polimeri. Le società hanno presentato ricorso presso il Tribunale di Prima Istanza UE avverso tale decisione e hanno provveduto al pagamento dell'ammenda nel marzo 2008. Per quanto riguarda gli altri prodotti, le indagini hanno condotto all'accertamento di violazioni della normativa *antitrust* europea nelle BR-SBR. Con decisione del 29 novembre 2006 la Commissione Europea ha inflitto un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido. Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di primo grado CE. La Commissione ha depositato un controricorso. In attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa ha fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. Nell'agosto 2007 Eni ha avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attesti l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici. Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine anche negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile. La *class action* avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori; l'abbandono dovrà essere formalmente approvato dal Giudice federale. Relativamente ad altri prodotti oggetto di indagine, sono stati definiti accordi transattivi sia innanzi alle autorità *antitrust* competenti sia in sede civile. A fronte di questi contenziosi Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

TOSCANA ENERGIA CLIENTI SPA

La Toscana Energia Clienti ha citato la Diddi Srl avanti al Tribunale di Lucca in merito all'interpretazione della Delibera AEEG 229/01, riguardo le presunte mancate letture, per inaccessibilità del contatore, riferito a consumi superiori a 5.000 mc/anno. La controparte costituendosi in giudizio ha proposto azione riconvenzionale. All'udienza del 12 novembre 2008 il giudice ha emesso sentenza accogliendo quanto sostenuto dalla società e limitando l'indennizzo dovuto alla controparte in soli 1.475 euro oltre a 90 euro di interessi. La somma è già stata pagata alla controparte che si è riservata di impugnare in appello.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA

Procedimento di infrazione avviato dall'Ente Nazionale di regolamentazione del settore del gas in Argentina. L'Ente Nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni *standard* ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società, impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva. In data 28 aprile 2006 la società ha presentato formalmente istanza di acquisizione documentale nei confronti di Enargas al fine di prendere conoscenza dei documenti sulla cui base viene contestata la presunta infrazione.

4. Contenziosi fiscali

ENI SPA

Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico. Nel dicembre del 1999 il comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico prospiciente il territorio comunale per un ammontare di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni ed interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la società ha presentato tempestivo ricorso contestando (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione tributaria provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione tributaria regionale che con sentenza del gennaio 2003 ha respinto l'appello confermando la sentenza di primo grado. Il comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, ed ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI.

Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato all'Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo.

Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Falconara Marittima e Pedaso. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 6 milioni di euro. La Società ha presentato o sta presentando ricorso.

AGIP KARACHAGANAK BV

Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di audit fiscali relativi agli esercizi 2000-2003.

Entrambe le società avevano presentato ricorso avverso gli avvisi di accertamento ed un accordo preliminare sulla modifica dell'avviso tramite autotutela era stato raggiunto in data 18 novembre 2004. L'avviso di accertamento è stato emesso ora in via definitiva con riscossione coattiva dell'importo. L'importo definitivo accertato, comprensivo di interessi e sovrattasse ammonta a US$ 39 milioni in quota Eni. Le società contestano gli importi dell'avviso e si riservano il diritto di proseguire il contenzioso.

5. Indagini della Magistratura

(i) **EniPower**. Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni.

Eni, nell'ambito di una Linea Guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nel frattempo è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non rientrano

tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di SnamProgetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare.

(ii) **Trading.** Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il giudice per le indagini preliminari ha rigettato in buona parte la richiesta di archiviazione e il Pubblico Ministero dovrà pertanto esercitare l'azione penale.

(iii) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi e di altri Paesi.** La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), il U.S. Department of Justice (DoJ), e altre Autorità, stanno indagando su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani in relazione alla costruzione di impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società TSKJ, mentre la rimanente partecipazione è detenuta da società controllate di Halliburton/KBR, Technip e JGC. Snamprogetti SpA, la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi che Saipem dovesse eventualmente sostenere con riferimento alla vicenda TSKJ. Nel febbraio 2009, KBR e la precedente società controllante, Halliburton, hanno reso noto di avere concluso un accordo con SEC e DoJ in riferimento alla vicenda TSKJ e ad altre vicende non specificate. In correlazione all'accordo, KBR si è dichiarata colpevole con riferimento alle accuse di violazione del Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) derivanti dalla vicenda TSKJ. KBR e Halliburton hanno inoltre concordato di pagare una sanzione significativa e concluso accordi con SEC. Si ritiene che DoJ e SEC siano convinti del coinvolgimento, al tempo dei fatti, di rappresentanti degli altri consorziati nella vicenda che ha dato origine alle accuse di violazione del FCPA a carico di KBR. Sin dal giugno del 2004, Eni e Saipem/Snamprogetti sono in contatto e, a titolo volontario, hanno risposto positivamente alle richieste di informazioni, da parte di diverse autorità, ivi comprese SEC, DoJ e la Procura della Repubblica di Milano, in relazione alle indagini in corso.

(iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni SpA e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n.11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque *top manager* del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il gruppo Eni: Eni SpA, Snam Rete Gas, Italgas e altre società terze). Le società del Gruppo stanno cooperando con le autorità competenti in relazione alla predetta indagine.

(v) **Agip KCO NV**. Nel novembre 2007 il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato alla società Agip KCO NV l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito alla assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmBH.

6. Contenziosi chiusi

ENI SPA

Istruttoria n. 228/07 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulle modalità di informazione in materia di diritti di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas.

Con delibera 228/07 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Eni, in materia di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas, per valutare l'eventuale adozione di un ordine di cessazione della condotta lesiva del diritto degli utenti e per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria.

Con delibera dell'aprile 2008 l'AEEG ha irrogato a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 3.240.000.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica di Brindisi. Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti alle società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di cloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti da EniChem SpA nel periodo 1983-1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Le parti civili hanno proposto una serie di opposizioni, a seguito delle quali si è aperto il giudizio di opposizione. Il Pubblico Ministero ha chiesto il rigetto dell'opposizione sostenendo la fondatezza della richiesta di archiviazione. Con provvedimento del giugno 2008 il GIP di Brindisi ha dichiarato l'infondatezza della notizia di reato e ha disposto l'archiviazione del procedimento penale.

AGIP KCO NV

Nel dicembre 2007 l'Amministrazione Finanziaria kazakha ha notificato alla società Agip KCO, operatore nel contratto di Kashagan, un avviso di accertamento relativo ai periodi d'imposta dal 2004 al 2006. Le imposte contestate, in quota Eni, comprensive di sanzioni ed interessi, ammontano a circa 235 milioni di dollari USA relative al mancato pagamento e indebite detrazioni di IVA e alla mancata applicazione di ritenute alla fonte su pagamenti a fornitori esteri. Con l'avviso di accertamento si informano inoltre le società partecipanti al contratto di Kashagan che sarà notificato un ulteriore accertamento per costi indeducibili, in quota Eni, per un importo di 188 milioni di dollari USA e di maggiori redditi imponibili in capo alle stabili organizzazioni kazakhe, in quota Eni, per 48 milioni di dollari USA.

L'ulteriore avviso è stato nel frattempo notificato, le società hanno presentato ricorso e una conciliazione è stata raggiunta nell'ottobre 2008 sulla base dei seguenti termini: le imposte definitive ammontano a US$ 24 milioni (a fronte di un accertato di US$ 235 milioni); costi non deducibili sono stati quantificati in US$ 38 milioni (a fronte di un accertato di US$ 188 milioni); una base imponibile pari a zero è stata concordata per le stabili organizzazioni kazakhe (a fronte di una quantificazione di US$ 48 milioni).

Altri impegni e rischi

Le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 10.585 milioni di euro (11.110 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron Llc per il contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno è sottoposto a clausola sospensiva e avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto entro il 2009. L'impegno è stimabile in 239 milioni di euro.

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità non impegnata di rigassificazione (518 miliardi di metri cubi/anno) per i 20 anni in cui è previsto l'utilizzo dell'impianto (2011-2031). L'impegno previsto è stimato per un ammontare non superiore a 1.400 milioni di dollari USA (1.006 milioni di euro).

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2031.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle *royalties* e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei *Production Sharing Agreement* e

nei contratti di *service* e *buy-back* il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (*cost oil*) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (*profit oil*). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità normativamente previsti e che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di legge. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il Decreto legislativo n. 164/2000 prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali *royalties* fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimuovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nella precedente sezione "Rischi di Impresa – Rischio *operation*". In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perchè, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva *Emission Trading* 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto.

Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera 20/2008 dal Comitato nazionale *Emissions Trading Scheme* (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012. Per tale periodo a Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 127,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica (circa 25 milioni per anno) a cui, si stima, dovrebbero essere aggiunti circa 7,4 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio.

Nell'esercizio 2008 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate complessivamente inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 25,3 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,9 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un *surplus* di 0,6 milioni di tonnellate.

30 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	85.957	87.103	107.843
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	148	153	305
	86.105	**87.256**	**108.148**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Accise	13.762	13.292	13.142
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.750	2.728	2.694
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	1.385	1.554	2.081
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.453	1.480	1.700
Vendite in conto permuta di altri beni	127	121	83
	19.477	**19.175**	**19.700**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 36 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni *overlifting* e *underlifting*	30	79	180
Locazioni e affitti di azienda	98	95	98
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	100	66	48
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	61	181	23
Indennizzi	40	87	15
Altri proventi (*)	454	319	356
	783	**827**	**720**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

31 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	44.661	44.884	58.712
Costi per servizi	10.015	10.828	13.355
Costi per godimento di beni di terzi	1.903	2.276	2.558
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	767	591	900
Altri oneri	1.089	1.095	1.652
	58.435	**59.674**	**77.177**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(809)	(1.357)	(680)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(136)	(138)	(89)
	57.490	**58.179**	**76.408**

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 155 milioni di euro (39 e 37 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007).
I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 216 milioni di euro (219 e 189 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 957 milioni di euro (860 e 1.081 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 871 milioni di euro (823 e 772 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di *leasing* operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Pagabili entro:			
1 anno	594	588	618
da 2 a 5 anni	1.474	1.401	2.585
oltre 5 anni	762	942	1.084
	2.830	**2.931**	**4.287**

I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 874 milioni di euro (767 e 591 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 360 milioni di euro (248 e 327 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007), il fondo oneri per operazioni e concorsi a premio per 73 milioni di euro (44 e 59 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) e il fondo rischi per contenziosi per 55 milioni di euro (149 e 79 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007). Ulteriori informazioni sono riportate alla nota n. 22 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Salari e stipendi	2.630	2.906	3.204
Oneri sociali	691	690	694
Oneri per benefici ai dipendenti	230	161	107
Altri costi	305	275	282
	3.856	**4.032**	**4.287**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(161)	(184)	(235)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(45)	(48)	(48)
	3.650	**3.800**	**4.004**

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2006	2007	2008
Dirigenti	1.676	1.594	1.621
Quadri	11.142	11.816	12.597
Impiegati	34.671	35.725	36.766
Operai	25.426	25.582	26.387
	72.915	**74.717**	**77.371**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK GRANT

Nel 2008 sono stati esercitati i diritti residui per l'assegnazione di azioni ordinarie Eni a titolo gratuito (*stock grant*) da parte dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile eleggibili a tale schema di incentivazione. Pertanto alla data di bilancio non rimangono in essere impegni di assegnazione.

L'evoluzione del piano di *stock grant* nel 2006, nel 2007 e nel 2008 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2006		2007		2008	
	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.127.200**	**23,460**	**1.873.600**	**25,520**	**902.800**	**25,120**
Nuovi diritti assegnati						
Diritti esercitati nel periodo	(1.236.400)	23,933	(966.000)	24,652	(893.400)	21,832
Diritti decaduti nel periodo	(17.200)	23,338	(4.800)	26,972	(9.400)	22,683
Diritti esistenti al 31 dicembre	**1.873.600**	**25,520**	**902.800**	**25,120**		
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**156.700**	**25,520**	**68.100**	**25,120**		

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

STOCK OPTION

Al fine di consentire la partecipazione ad un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

PIANI 2002-2004 E 2005

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione (*"strike price"*).

PIANO 2006-2008

Il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return (TSR)* del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione (*"strike price"*).

Al 31 dicembre 2008 sono in essere n. 23.557.425 opzioni per l'acquisto di n. 23.557.425 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2008	**Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate** (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	231.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.756.000	22,512
Assegnazione 2006	5.954.250	23,119
Assegnazione 2007	5.492.375	27,451
Assegnazione 2008	7.354.300	22,540
	23.557.425	

Al 31 dicembre 2008 la vita utile residua delle opzioni è di 1 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2008.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2006, nel 2007 e nel 2008 è la seguente:

	2006			2007			2008		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**
Nuovi diritti assegnati	7.050.000	23,119	23,119	6.128.500	27,451	27,447	7.415.000	22,540	22,538
Diritti esercitati nel periodo	(4.943.200)	15,111	23,511	(3.028.200)	16,906	25,338	(582.100)	17,054	24,328
Diritti decaduti nel periodo	(196.000)	19,119	23,797	(691.075)	24,346	24,790	(975.100)	24,931	19,942
Diritti esistenti al 31 dicembre	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**1.622.900**	**16,190**	**25,520**	**2.292.125**	**18,440**	**25,120**	**5.184.250**	**21,263**	**16,556**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	43,0	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di *stock grant* e *stock option* di competenza dell'esercizio ammonta a 25 milioni di euro (rispettivamente, 20 e 27 milioni di euro nel 2006 e nel 2007).

Compensi spettanti al *key management* personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre 2008 ammontano a 23, 25 e 25 milioni di euro rispettivamente per il 2006, il 2007 e il 2008 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Salari e stipendi	16	17	17
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	3	3
Stock grant e *stock option*	3	4	4
	23	**25**	**25**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,7, 8,9 e 6,4 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008.
I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,686, 0,678 e 0,634 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008.
I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Ammortamenti:			
- attività materiali	4.821	5.031	6.103
- attività immateriali	1.335	2.000	2.327
	6.156	**7.031**	**8.430**
Svalutazioni:			
- attività materiali	231	145	1.343
- attività immateriali	54	62	53
	285	**207**	**1.396**
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(17)		(2)
- rivalutazioni di attività immateriali			(1)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)	(6)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(1)		(2)
	6.421	**7.236**	**9.815**

32 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.749	4.445	7.985
Oneri finanziari	(3.971)	(4.554)	(8.198)
	(222)	**(109)**	**(213)**
Strumenti derivati	383	26	(551)
	161	**(83)**	**(764)**

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(215)	(445)	(745)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(248)	(258)	(248)
- Interessi attivi verso banche	194	236	87
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	62	55	82
	(207)	**(412)**	**(824)**
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	2.496	2.877	7.339
- Differenze passive di cambio	(2.648)	(2.928)	(7.133)
	(152)	**(51)**	**206**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Proventi su partecipazioni		188	241
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	116	180	236
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	119	96	62
- Interessi su crediti d'imposta	17	31	37
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(116)	(186)	(249)
- Altri proventi finanziari	1	45	78
	137	**354**	**405**
	(222)	**(109)**	**(213)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi su partecipazioni di 241 milioni di euro (188 milioni di euro nel 2007) corrispondono alla remunerazione finanziaria del 9,4% prevista dagli accordi in essere con Gazprom in relazione all'opzione di acquisto attribuita da Eni a Gazprom a valere sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft (maggiori informazioni sono indicate alla nota n. 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita).

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Contratti su valute	313	120	(300)
Contratti su tassi di interesse	61	35	(127)
Contratti su merci	9	(129)	(124)
	383	**26**	**(551)**

Gli oneri netti su contratti derivati di 551 milioni di euro (proventi netti per 383 milioni di euro e per 26 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze attive (passive) nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei *fair value* dei contratti derivati. Gli oneri netti su contratti derivati su merci di 124 milioni di euro comprendono il provento di 7 milioni di euro relativo alla variazione del *fair value*, inefficace ai fini della copertura (componente *time value*), dei contratti derivati posti in essere dal settore Exploration & Production. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* dei contratti derivati è riportato alle note nn. 7 – Altre attività correnti, 15 – Altre attività non correnti, 20 – Altre passività correnti e 25 – Altre passività non correnti.

33 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	887	906	761
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(36)	(135)	(105)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(56)	2	(16)
	795	**773**	**640**

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 12 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi/oneri su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Dividendi	98	170	510
Plusvalenza da vendite	25	301	218
Minusvalenze da cessioni	(7)	(1)	(1)
Altri proventi (oneri) netti	(8)		6
	108	**470**	**733**

I dividendi di 510 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (453 milioni di euro) e la Petrochemical Company – IBN ZAHIR (34 milioni di euro).

Le plusvalenze da vendite di 218 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Gaztransport et Technigaz SAS (185 milioni di euro), della Agip España SA (15 milioni di euro) e della Padana Assicurazioni SpA (10 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2007 di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsoe (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2006 di 25 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Fiorentina Gas SpA e della Toscana Gas SpA (16 milioni di euro).

34 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Imposte correnti:			
- imprese italiane	2.007	2.380	1.916
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	6.740	6.695	9.744
- imprese estere	529	482	426
	9.276	**9.557**	**12.086**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	230	(582)	(1.603)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	1.095	246	(827)
- imprese estere	(33)	(2)	36
	1.292	**(338)**	**(2.394)**
	10.568	**9.219**	**9.692**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.916 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.408 milioni di euro, l'IRAP per 307 milioni di euro e imposte estere per 201 milioni di euro.
L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 50,3% (51,8% e 46,0% rispettivamente nel 2006 e nel 2007) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 38,2% (37,9% nel 2006 e nel 2007) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 33,0%[1] (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione.
L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2006	2007	2008
Aliquota teorica	**37,9**	**37,9**	**38,2**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	13,6	10,2	15,2
- riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane		(2,0)	
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia			(3,8)
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,3	(0,1)	0,7
	13,9	**8,1**	**12,1**
	51,8	**46,0**	**50,3**

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per il 17,1% (il 17,2% e il 15% rispettivamente nel 2006 e nel 2007).
L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia di 3,8 punti percentuali ha riguardato: (i) il rilascio delle imposte differite stanziate relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in legge n. 133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva sarà pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009; (ii) la rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (370 milioni di euro; 290 milioni di euro al netto della sostitutiva) in base alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008; (iii) la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato di 173 milioni di euro; (iv) il ripristino della fiscalità IRES delle imprese del settore energia calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto Legge n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (94 milioni di euro).

(1) Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni di euro) con effetto dal 1° gennaio 2008 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008.

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production nel 2006 comprende gli effetti derivanti dall'applicazione della *windfall tax* introdotta dal Governo dell'Algeria con efficacia 1° agosto 2006 (1,6 punti percentuali) e di un *supplemental tax rate* introdotto da parte del Governo del Regno Unito sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (1 punto percentuale).
Il riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e l'adeguamento aliquote delle imprese italiane relativi al 2007 riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (IRES dal 33% al 27,5% e IRAP dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro).
Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2006 comprendono l'effetto relativo all'indeducibilità dal reddito imponibile dello stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione (0,4 punti percentuali).

35 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.698.201.896, 3.668.305.807 e di 3.638.835.896 rispettivamente negli esercizi 2006, 2007 e 2008.
L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.
Al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.701.262.557, 3.669.172.762 e di 3.638.854.276 rispettivamente negli esercizi 2006, 2007 e 2008.
La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

		2006	2007	2008
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.698.201.896**	**3.668.305.807**	**3.638.835.896**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock grant*		1.070.676	302.092	
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock option*		1.989.985	564.863	18.380
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.701.262.557**	**3.669.172.762**	**3.638.854.276**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**9.217**	**10.011**	**8.825**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**2,49**	**2,73**	**2,43**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**2,49**	**2,73**	**2,43**

36 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2006									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.173	28.368	38.210	6.823	6.979	823	1.174		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.445)	(751)	(1.300)	(667)	(771)	(520)	(991)		
Ricavi da terzi	8.728	27.617	36.910	6.156	6.208	303	183		86.105
Risultato operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	153	197	264	30	(13)	236	(100)		767
Ammortamenti e svalutazioni	4.776	738	447	174	196	28	71	(9)	6.421
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	28	509	194	2	66	(4)			795
Attività direttamente attribuibili [b]	29.720	23.500	11.359	2.984	6.362	344	1.023	(666)	74.626
Attività non direttamente attribuibili									13.686
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	258	2.214	874	11	483	46			3.886
Passività direttamente attribuibili [c]	9.119	5.284	4.712	806	3.869	1.940	1.619		27.349
Passività non direttamente attribuibili									19.764
Investimenti in attività materiali e immateriali	5.203	1.174	645	99	591	72	88	(39)	7.833
2007									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.278	27.633	36.401	6.934	8.678	205	1.313		
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.475)	(760)	(1.276)	(363)	(1.182)	(31)	(1.099)		
Ricavi da terzi	10.803	26.873	35.125	6.571	7.496	174	214		87.256
Risultato operativo	13.788	4.127	729	74	837	(444)	(217)	(26)	18.868
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	5	37	256	15	11	264	3		591
Ammortamenti e svalutazioni	5.626	687	491	116	248	10	68	(10)	7.236
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216		79	6			773
Attività direttamente attribuibili [b]	33.435	24.530	13.767	3.427	8.017	275	854	(692)	83.613
Attività non direttamente attribuibili									17.847
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.926	2.152	1.267	15	230	49			5.639
Passività direttamente attribuibili [c]	11.480	5.390	5.420	939	4.349	1.827	1.380		30.785
Passività non direttamente attribuibili									27.808
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.625	1.366	979	145	1.410	59	108	(99)	10.593

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	33.318	36.936	45.083	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	(19.067)	(873)	(1.496)	(398)	(1.219)	(29)	(1.177)		
Ricavi da terzi	14.251	36.063	43.587	5.905	7.957	156	154	75	108.148
Risultato operativo	16.415	3.933	(1.023)	(822)	1.045	(346)	(686)	125	18.641
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	155	237	206	2	36	99	165		900
Ammortamenti e svalutazioni	7.542	744	729	395	335	8	76	(14)	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	(9)	43	4			640
Attività direttamente attribuibili [b]	41.989	31.894	11.081	2.629	10.630	362	789	(641)	98.733
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili [c]	11.030	11.212	4.481	664	6.177	1.638	1.780	(75)	36.907
Passività non direttamente attribuibili									31.173
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.545	1.794	965	212	2.027	52	95	(128)	14.562

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2006								
Attività direttamente attribuibili [a]	37.339	10.037	3.200	2.987	6.341	14.190	532	74.626
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.529	713	436	572	1.032	2.419	132	7.833
2007								
Attività direttamente attribuibili [a]	39.742	11.071	3.917	6.260	6.733	15.368	522	83.613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.246	1.246	469	1.004	1.253	3.152	223	10.593
2008								
Attività direttamente attribuibili [a]	40.432	15.065	3.561	6.149	10.561	22.044	921	98.733
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.660	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Italia	36.343	37.346	42.909
Resto dell'Unione Europea	23.949	23.074	29.341
Resto dell'Europa	6.975	5.507	7.125
Americhe	6.250	6.447	7.218
Asia	5.595	5.840	8.916
Africa	5.949	8.010	12.331
Altre aree	1.044	1.032	308
	86.105	**87.256**	**108.148**

37 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguo;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;

c) i rapporti intrattenuti con le società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 13, 18 e 13 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2006, nel 2007 e nel 2008. Al 31 dicembre 2008 sono in essere crediti per 4 milioni di euro e debiti per 8 milioni di euro.

d) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda l'onere di 200 milioni di euro relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 e il debito di 100 milioni di euro relativo al contributo non ancora versato. I rapporti negli esercizi precedenti sono di ammontare non significativo; (b) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008" che si considera parte integrante delle presenti note.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008 è la seguente:

Esercizio 2006

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006			
				Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	7	40	80		88	1	1
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	22			64	1	1
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					96	
Blue Stream Pipeline Co BV	34	19			193		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	11					113	
CAM Petroli Srl	103					310	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	87	87	5.654	16	2		304
Charville - Consultores e Serviços Lda	7		85			4	11
Eni Oil Co Ltd	5	96			59		
Fox Energy SpA	35					125	
Gasversorgung Süddeutschland Gmbh	14				1	123	19
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	19					54	
Karachaganak Petroleum Operating BV	23	70		29	129		7
Mangrove Gas Netherlands BV		1	52				
Mellitah Oil & Gas BV	28	90		7	72	8	2
Petrobel Belayim Petroleum Co		3			181		
Promgas SpA	44	39		375		419	
Raffineria di Milazzo ScpA	9	12			237	109	
Rodano Consortile Scarl	3	14			54		1
RPCO Enterprices Ltd	13		104				12
Supermetanol CA		13		91			
Super Octanos CA		13		257			
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	78		53	138		56
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7			80		
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61	93	7		
Altre (*)	72	169	168	75	188	119	66
	533	**788**	**6.204**	**996**	**1.557**	**1.482**	**481**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	27	132		18	16		57
Eni BTC Ltd			185				
Eni Timor Leste SpA			102				
Altre (*)	20	30	8	1	4	8	4
	47	**162**	**295**	**19**	**20**	**8**	**61**
	580	**950**	**6.499**	**1.015**	**1.577**	**1.490**	**542**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	12					354	
Gruppo Enel	162	42		47	33	1.068	383
Altre imprese a partecipazione statale (*)	42	29		4	44	136	1
	216	**71**		**51**	**77**	**1.558**	**384**
	796	**1.021**	**6.499**	**1.066**	**1.654**	**3.048**	**926**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2007

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007			
				Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	6	43	121		108		3
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	11					86	
Blue Stream Pipeline Co BV	19				183		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	18					106	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	84	70	5.870				263
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	1	1	64		1		1
Eni Oil Co Ltd	7	60			141	1	
Fox Energy SpA	49					139	
Gasversorgung Süddeutschland Gmbh	54					195	4
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50	
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7
Mellitah Oil & Gas BV	10	137			105	1	6
OOO "EniNeftegaz"	215						1
Petrobel Belayim Petroleum Co		60			211		
Raffineria di Milazzo ScpA	17	21			245	118	5
Supermetanol CA		11		78			1
Super Octanos CA		18		201			1
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	80		43	147		47
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6			70		1
Unión Fenosa Gas SA	1		61			193	
Altre (*)	120	127	56	76	374	122	118
	687	**744**	**6.172**	**422**	**1.950**	**1.011**	**459**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	49	111		11	534		52
Eni BTC Ltd			138				1
Altre (*)	23	8	11	2	18	5	18
	72	**119**	**149**	**13**	**552**	**5**	**71**
	759	**863**	**6.321**	**435**	**2.502**	**1.016**	**530**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	4					363	1
Gruppo Enel	384	8			245	894	408
GSE- Gestore Servizi Elettrici	124	63		239	37	870	7
Terna SpA	19	69		106	105		31
Altre imprese a partecipazione statale (*)	45	79		19	89	75	3
	576	**219**		**364**	**476**	**2.202**	**450**
	1.335	**1.082**	**6.321**	**799**	**2.978**	**3.218**	**980**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008					
				Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese a controllo congiunto e collegate									
Agiba Petroleum Co		11			60				
Altergaz SA	30						135		
ASG Scarl	2	25	49		57				
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	5						98		
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171			1	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12						175		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1	
Eni Oil Co Ltd	9	28			660			6	
Fox Energy SpA	37			2			329	1	
FPSO Mystras Produção de Petròleo Lda				94		10			
Gasversorgung Süddeutschland Gmbh	64						337	18	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111		
InAgip doo	24	45			116		3	35	
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25		12	
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2	4	
Petrobel Belayim Petroleum Co		77			181				
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135	3	
Saipon Snc	4		58					12	
Super Octanos CA		24		286					
Supermetanol CA		5		90					
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153			64	
Transitgas AG		5			1	64			
Unión Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257	1	
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8
	665	**829**	**6.253**	**1.473**	**2.783**	**148**	**1.657**	**684**	**8**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento									
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10
Eni BTC Ltd			146						
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4
	166	**184**	**150**	**2**	**740**	**13**	**5**	**373**	**14**
	831	**1.013**	**6.403**	**1.475**	**3.523**	**161**	**1.662**	**1.057**	**22**
Imprese possedute o controllate dallo Stato									
Gruppo Alitalia	4						417	2	
Gruppo Enel	153	12		13	223		941	380	
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57		
GSE- Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10
Altre imprese a partecipazione statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1
	329	**189**		**375**	**466**	**85**	**1.846**	**483**	**17**
	1.160	**1.202**	**6.403**	**1.850**	**3.989**	**246**	**3.508**	**1.540**	**39**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernahard Rosa Inh. Ingeborg Plöechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di una nave FPSO dalla FPSO Mystras – Produção de Petròleo Lda;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agiba Petroleum Co, Eni Oil Co Ltd, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, la vendita di greggi; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la vendita di gas naturale alla Altergaz SA e alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Supermetanol CA e Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita di prodotti petroliferi con il Gruppo Alitalia e il Gruppo Ferrovie dello Stato;
- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- la compravendita e il trasporto di energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008 è la seguente:

Esercizio 2006

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		3	794	4	26
Raffineria di Milazzo ScpA			57		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			323		
Trans Austria Gasleitung GmbH	41				6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	147				11
Altre (*)	88	81	39	13	11
	276	**84**	**1.213**	**17**	**54**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	95	25	2	1	4
	95	**25**	**2**	**1**	**4**
	371	**109**	**1.215**	**18**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2007

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Strumenti derivati
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20	
Raffineria di Milazzo ScpA			60			
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9	
Altre (*)	108	120	52	19	11	
	270	**121**	**823**	**19**	**43**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	114	26	1	1	6	
	114	**26**	**1**	**1**	**6**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
GSE - Gestore Servizi Elettrici						10
						10
	384	**147**	**824**	**20**	**49**	**10**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Strumenti derivati
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131					
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14	
PetroSucre SA	153					
Raffineria di Milazzo ScpA			70			
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				7	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				6	
Altre (*)	123	124	27	16	9	
	696	**124**	**849**	**16**	**36**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	115	38	1	1	6	
	115	**38**	**1**	**1**	**6**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
GSE - Gestore Servizi Elettrici						58
						58
	811	**162**	**850**	**17**	**42**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Blue Stream Pipeline Co BV e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse delle società Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH;
- il credito verso PetroSucre SA a seguito del conferimento delle attività di Corocoro in corso di definizione nella nuova impresa mista;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:
- il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE – Gestione Servizi Elettrici.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2006			31.12.2007			31.12.2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	18.799	1.027	5,46	20.676	1.616	7,82	22.222	1.539	6,93
Altre attività correnti	855	4	0,47	1.080			2.349	59	2,51
Altre attività finanziarie non correnti	805	136	16,89	923	87	9,43	1.134	356	31,39
Altre attività non correnti	994			1.110	16	1,44	1.401	21	1,50
Passività finanziarie a breve termine	3.400	92	2,71	7.763	131	1,69	6.359	153	2,41
Debiti commerciali e altri debiti	15.995	961	6,01	17.116	1.021	5,97	20.515	1.253	6,11
Altre passività correnti	634	4	0,63	1.556	4	0,26	4.319	4	0,09
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	8.299	17	0,20	12.067	16	0,13	14.478	9	0,06
Altre passività non correnti	418	56	13,40	2.031	57	2,81	2.538	53	2,09

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2006			2007			2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	86.105	3.974	4,62	87.256	4.198	4,81	108.148	5.048	4,67
Altri ricavi e proventi	783		..	827		..	720	39	5,42
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	57.490	2.720	4,73	58.179	3.777	6,49	76.408	6.298	8,24
Proventi finanziari	3.749	58	1,55	4.445	49	1,10	7.985	42	0,53
Oneri finanziari	(3.971)	(18)	0,45	(4.554)	(20)	0,44	(8.198)	(17)	0,21
Strumenti derivati	383		..	26	10	38,46	(551)	58	..

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Ricavi e proventi	3.974	4.198	5.087
Costi e oneri	(2.720)	(3.777)	(6.298)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	162	(492)	351
Dividendi e interessi	790	620	798
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**2.206**	**549**	**(62)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(733)	(779)	(2.022)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	(20)	8	
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	(276)	(8)	27
Variazione crediti finanziari	343	(43)	397
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(686)**	**(822)**	**(1.598)**
Variazione debiti finanziari	(57)	20	14
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(57)**	**20**	**14**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**1.463**	**(253)**	**(1.646)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2006			2007			2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	17.001	2.206	12,98	15.517	549	3,54	21.801	(62)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.051)	(686)	9,73	(20.097)	(822)	4,09	(16.958)	(1.598)	9,42
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(7.097)	(57)	0,80	2.909	20	0,69	(5.025)	14	..

38 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi (oneri) non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR		83	
Sanzioni *antitrust*	(184)	(130)	(21)
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	(55)	39	
	(239)	**(8)**	**(21)**

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato dell'esercizio 2007 di 83 milioni di euro è connesso all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi. Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2007 di 130 milioni di euro riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie.
Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2006 riguardano: (i) la sanzione amministrativa comminata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro); (ii) le indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri (75 milioni di euro). Le sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardano le sanzioni amministrative comminate a seguito dell'istruttoria avviata in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro) e dell'istruttoria avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro).

39 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2006, 2007 e nel 2008 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

■ Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "*International Financial Reporting Standards*" (IFRS), sono presentate in accordo con lo *Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities"*. Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
31.12.2007								
Attività relative a riserve certe	10.571	8.118	8.506	8.672	1.447	7.718	**45.032**	790
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	120	1.030	330	35	2.582	**4.129**	1.089
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	279	1.125	443	16	41	59	**1.963**	10
Immobilizzazioni in corso	726	562	1.078	75	1.852	808	**5.101**	112
Costi capitalizzati lordi	**11.608**	**9.925**	**11.057**	**9.093**	**3.375**	**11.167**	**56.225**	**2.001**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.440)	(4.960)	(5.340)	(5.670)	(445)	(4.909)	**(28.764)**	(345)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**4.168**	**4.965**	**5.717**	**3.423**	**2.930**	**6.258**	**27.461**	**1.656**
31.12.2008								
Attività relative a riserve certe	10.772	10.116	11.368	7.499	2.130	8.954	**50.839**	813
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	638	2.267	316	1.051	2.908	**7.212**	928
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	283	1.205	520	16	51	71	**2.146**	14
Immobilizzazioni in corso	1.374	1.006	1.443	159	2.631	1.797	**8.410**	267
Costi capitalizzati lordi	**12.461**	**12.965**	**15.598**	**7.990**	**5.863**	**13.730**	**68.607**	**2.022**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.943)	(6.318)	(7.027)	(5.132)	(858)	(6.932)	**(34.210)**	(441)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**4.518**	**6.647**	**8.571**	**2.858**	**5.005**	**6.798**	**34.397**	**1.581**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 441 milioni di euro nel 2007 e per 537 milioni di euro nel 2008.
(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 2.547 milioni di euro nel 2007 e 3.308 milioni di euro nel 2008 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 94 milioni di euro nel 2007 e 48 milioni di euro nel 2008.
(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
2006								
Acquisizioni di riserve certe	139	10					**149**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili						3	**3**	
Costi di ricerca	128	270	471	174	25	280	**1.348**	26
Costi di sviluppo [a]	1.120	892	956	478	595	766	**4.807**	31
Totale costi sostenuti	**1.387**	**1.172**	**1.427**	**652**	**620**	**1.049**	**6.307**	**57**
2007								
Acquisizioni di riserve certe [b]		11	451			1.395	**1.857**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]			510			1.417	**1.927**	1.086
Costi di ricerca [b]	104	380	298	193	36	1.181	**2.192**	42
Costi di sviluppo [a][b]	320	1.047	1.425	518	744	1.185	**5.239**	156
Totale costi sostenuti	**424**	**1.438**	**2.684**	**711**	**780**	**5.178**	**11.215**	**1.471**
2008								
Acquisizioni di riserve certe [b]		626	413		173	83	**1.295**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]		384	655	33	647		**1.719**	
Costi di ricerca [b]	135	421	581	214	144	719	**2.214**	48
Costi di sviluppo [a][b]	644	1.388	1.884	850	1.208	1.593	**7.567**	163
Totale costi sostenuti	**779**	**2.819**	**3.533**	**1.097**	**2.172**	**2.395**	**12.795**	**211**

(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.
(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 1.170 milioni di euro nel 2006, per 173 milioni di euro nel 2007 e per 628 milioni di euro nel 2008 per le società consolidate e per 16 milioni di euro per *joint venture* e collegate.
(b) Di cui aggregazioni aziendali:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate
2007								
Acquisizioni di riserve certe			451			1.395	**1.846**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			510			1.334	**1.844**	1.086
Costi di ricerca			59			474	**533**	
Costi di sviluppo			10			345	**355**	101
Totale			**1.030**			**3.548**	**4.578**	**1.374**
2008								
Acquisizioni di riserve certe			298		173	83	**554**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		384	560	33	647		**1.624**	
Costi di ricerca		23	115		116	42	**296**	
Costi di sviluppo		132	4	52	156	77	**421**	
Totale		**539**	**977**	**85**	**1.092**	**202**	**2.895**	

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement* (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di *Profit oil*.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
2006								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.601	4.185	4.817	3.295	261	712	**16.871**	
- vendite a terzi	184	3.012	967	983	721	1.873	**7.740**	120
Totale ricavi	**3.785**	**7.197**	**5.784**	**4.278**	**982**	**2.585**	**24.611**	**120**
Costi operativi	(249)	(496)	(475)	(481)	(147)	(191)	**(2.039)**	(18)
Imposte sulla produzione	(181)	(95)	(475)			(82)	**(833)**	(3)
Costi di ricerca	(137)	(273)	(186)	(160)	(25)	(293)	**(1.074)**	(26)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(457)	(795)	(737)	(684)	(80)	(895)	**(3.648)**	(43)
Altri (oneri) proventi	(315)	(569)	(190)	57	(89)	(283)	**(1.389)**	8
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.446**	**4.969**	**3.721**	**3.010**	**641**	**841**	**15.628**	**38**
Imposte sul risultato	(909)	(2.980)	(2.133)	(1.840)	(223)	(381)	**(8.466)**	(31)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.537**	**1.989**	**1.588**	**1.170**	**418**	**460**	**7.162**	**7**
2007								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.171	3.000	4.439	3.125	296	512	**14.543**	
- vendite a terzi	163	4.793	693	755	833	2.260	**9.497**	176
Totale ricavi	**3.334**	**7.793**	**5.132**	**3.880**	**1.129**	**2.772**	**24.040**	**176**
Costi operativi	(248)	(542)	(499)	(579)	(142)	(271)	**(2.281)**	(27)
Imposte sulla produzione	(188)	(91)	(473)			(28)	**(780)**	(6)
Costi di ricerca	(108)	(385)	(291)	(193)	(36)	(764)	**(1.777)**	(42)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(499)	(768)	(685)	(729)	(76)	(989)	**(3.746)**	(51)
Altri (oneri) proventi	(283)	(627)	(297)	(45)	(72)	(243)	**(1.567)**	(18)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.008**	**5.380**	**2.887**	**2.334**	**803**	**477**	**13.889**	**32**
Imposte sul risultato	(746)	(3.102)	(1.820)	(1.419)	(284)	(241)	**(7.612)**	(49)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.262**	**2.278**	**1.067**	**915**	**519**	**236**	**6.277**	**(17)**
2008								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.956	2.622	5.013	3.691	360	629	**16.271**	
- vendite a terzi	126	7.286	1.471	121	1.288	2.928	**13.220**	265
Totale ricavi	**4.082**	**9.908**	**6.484**	**3.812**	**1.648**	**3.557**	**29.491**	**265**
Costi operativi	(260)	(528)	(609)	(515)	(173)	(326)	**(2.411)**	(34)
Imposte sulla produzione	(195)	(32)	(616)			(35)	**(878)**	(53)
Costi di ricerca	(135)	(425)	(529)	(215)	(57)	(697)	**(2.058)**	(48)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(551)	(1.120)	(1.115)	(782)	(331)	(1.490)	**(5.389)**	(84)
Altri (oneri) proventi	(420)	(936)	(279)	(63)	(286)	(270)	**(2.254)**	(15)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.521**	**6.867**	**3.336**	**2.237**	**801**	**739**	**16.501**	**31**
Imposte sul risultato	(924)	(4.170)	(2.262)	(1.581)	(315)	(435)	**(9.687)**	(49)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.597**	**2.697**	**1.074**	**656**	**486**	**304**	**6.814**	**(18)**

(a) Include svalutazioni di attività per 130 milioni di euro nel 2006, per 91 milioni di euro nel 2007 e per 770 milioni di euro nel 2008.
(b) L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 220 milioni di euro nel 2006, 438 milioni di euro nel 2007 e 408 milioni di euro nel 2008 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 15 milioni di euro nel 2006, 26 milioni di euro nel 2007 e nessuna variazione nel 2008.
(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.
Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti.
Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.
Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla *U.S. Securities and Exchange Commission* nella *Rule 4-10 of Regulation S-X*; le riserve certe sono rappresentate in base allo *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato una valutazione[1] delle proprie riserve certe di idrocarburi. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre fornite i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esista la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui la valutazione degli ingegneri indipendenti risulti inferiore alle determinazioni interne, Eni rivede le proprie stime sulla base delle indicazioni fornite dai certificatori indipendenti. In particolare nel 2008 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,5 miliardi di boe, pari a circa il 22% delle riserve al 31 dicembre 2008. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2006-2008 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2008 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono: Bouri e Bu Attifel (Libia), Barbara (Italia), M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

(1) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton, e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement* (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (*Cost oil*) e del *Profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 53%, il 46% e il 54% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e 2008. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e il 2008.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (*excess cost oil*) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,1%, l'1,8% e lo 0,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e il 2008; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.
Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2006, 2007 e 2008.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

Riserve certe di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	**228**	**961**	**936**	**433**	**778**	**412**	**3.748**	**25**
Revisioni di precedenti stime [a]	15	61	(85)	20	72	(19)	**64**	1
Miglioramenti di recupero		49	41		14		**104**	1
Estensioni e nuove scoperte		30	11		52	10	**103**	
Produzione	(28)	(119)	(117)	(65)	(23)	(38)	**(390)**	(3)
Cessioni [b]				(2)		(170)	**(172)**	
Riserve al 31.12.2006	**215**	**982**	**786**	**386**	**893**	**195**	**3.457**	**24**
Acquisizioni			32			54	**86**	101
Revisioni di precedenti stime	28	(35)	(26)	14	(114)	(31)	**(164)**	20
Miglioramenti di recupero		9	12	1			**22**	1
Estensioni e nuove scoperte		43	22	1		29	**95**	1
Produzione	(28)	(121)	(101)	(57)	(26)	(36)	**(369)**	(5)
Riserve al 31.12.2007	**215**	**878**	**725**	**345**	**753**	**211**	**3.127**	**142**
Acquisizioni			32		32	4	**68**	
Revisioni di precedenti stime	(8)	56	80	(31)	238	56	**391**	4
Miglioramenti di recupero		7	25				**32**	1
Estensioni e nuove scoperte	4	4	26	13	2	3	**52**	
Produzione	(25)	(122)	(105)	(51)	(30)	(38)	**(371)**	(5)
Cessioni					(56)		**(56)**	
Riserve al 31.12.2008	**186**	**823**	**783**	**276**	**939**	**236**	**3.243**	**142**

Riserve certe sviluppate di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	149	697	568	353	266	298	**2.331**	19
Riserve al 31.12.2006	136	713	546	329	262	140	**2.126**	18
Riserve al 31.12.2007	133	649	511	299	219	142	**1.953**	26
Riserve al 31.12.2008	111	613	576	222	321	166	**2.009**	33

(a) Include la rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val D'Agri in Italia.
(b) Include 170 milioni di barili riguardanti la risoluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al Campo Dación.
(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.
(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 delle società in *joint venture* e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Gas naturale

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	**104.102**	**173.208**	**55.670**	**52.772**	**50.245**	**59.594**	**495.591**	**2.532**
Acquisizioni				123			123	
Revisioni di precedenti stime	1.012	4.385	842	1.500	5.183	1.321	**14.243**	(187)
Estensioni e nuove scoperte	545	4.139	971	36		3.729	**9.420**	8
Produzione	(9.637)	(13.352)	(2.900)	(6.171)	(2.353)	(6.290)	**(40.703)**	(430)
Cessioni				(208)			**(208)**	
Riserve al 31.12.2006	**96.022**	**168.380**	**54.583**	**48.052**	**53.075**	**58.354**	**478.466**	**1.923**
Acquisizioni			135			11.201	**11.336**	83.903
Revisioni di precedenti stime	(1.488)	7.070	2.074	1.905	(6.294)	166	**3.433**	148
Miglioramenti di recupero				96			**96**	
Estensioni e nuove scoperte	98	2.530	6.039	201	5.812	2.509	**17.189**	
Produzione	(8.075)	(15.130)	(2.738)	(6.146)	(2.459)	(7.365)	**(41.913)**	(388)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2007	**86.557**	**162.850**	**60.093**	**44.108**	**50.134**	**64.865**	**468.607**	**85.586**
Acquisizioni			170	226		3.229	**3.625**	
Revisioni di precedenti stime	1.581	32.934	1.274	(1.445)	21.875	1.566	**57.785**	185
Miglioramenti di recupero			107				**107**	
Estensioni e nuove scoperte	133	1.079	62	712		1.176	**3.162**	
Produzione	(7.772)	(18.148)	(2.695)	(5.783)	(2.537)	(8.480)	**(45.415)**	(369)
Cessioni					(439)		**(439)**	
Riserve al 31.12.2008	**80.499**	**178.715**	**59.011**	**37.818**	**69.033**	**62.356**	**487.432**	**85.402**

Riserve certe sviluppate di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	76.549	86.652	36.533	42.026	45.822	28.409	**315.991**	1.971
Riserve al 31.12.2006	69.360	86.126	40.975	39.513	42.776	31.318	**310.068**	1.349
Riserve al 31.12.2007	65.230	86.804	41.595	36.612	44.753	35.555	**310.549**	12.117
Riserve al 31.12.2008	57.522	100.161	40.873	30.149	56.787	29.907	**315.399**	11.893

(a) I dati al 31 dicembre 2005, 2006, 2007 e 2008 comprendono rispettivamente 21.521, 21.341, 21.222 e 21.112 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.
(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.
(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 delle società in *joint venture* e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio, necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali Eni opera.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, anche le riserve di idrocarburi diverse dalle riserve certe, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
31.12.2006								
Entrate di cassa future	43.495	64.381	34.935	24.821	33.825	14.766	**216.223**	1.038
Costi futuri di produzione	(6.086)	(9.707)	(8.028)	(6.426)	(4.162)	(1.753)	**(36.162)**	(224)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.739)	(5.383)	(2.865)	(2.265)	(3.103)	(1.473)	**(21.828)**	(79)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**30.670**	**49.291**	**24.042**	**16.130**	**26.560**	**11.540**	**158.233**	**735**
Imposte su reddito future	(10.838)	(24.639)	(14.141)	(10.901)	(7.649)	(3.824)	**(71.992)**	(227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**19.832**	**24.652**	**9.901**	**5.229**	**18.911**	**7.716**	**86.241**	**508**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(11.493)	(10.631)	(2.994)	(1.392)	(13.878)	(2.626)	**(43.014)**	(154)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.339**	**14.021**	**6.907**	**3.837**	**5.033**	**5.090**	**43.227**	**354**
31.12.2007								
Entrate di cassa future	47.243	73.456	48.283	29.610	42.710	20.359	**261.661**	7.135
Costi futuri di produzione	(5.926)	(11.754)	(9.875)	(6.670)	(4.997)	(2.782)	**(42.004)**	(1.249)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(7.218)	(4.643)	(3.013)	(2.461)	(3.374)	(2.459)	**(23.168)**	(1.721)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.099**	**57.059**	**35.395**	**20.479**	**34.339**	**15.118**	**196.489**	**4.165**
Imposte su reddito future	(10.778)	(29.083)	(23.083)	(14.375)	(9.977)	(5.397)	**(92.693)**	(2.009)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.321**	**27.976**	**12.312**	**6.104**	**24.362**	**9.721**	**103.796**	**2.156**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.262)	(11.143)	(3.953)	(1.600)	(17.480)	(3.356)	**(50.794)**	(1.265)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.059**	**16.833**	**8.359**	**4.504**	**6.882**	**6.365**	**53.002**	**891**
31.12.2008								
Entrate di cassa future	46.458	62.785	22.344	16.056	22.199	13.622	**183.464**	4.782
Costi futuri di produzione	(5.019)	(10.673)	(6.715)	(3.414)	(6.380)	(2.715)	**(34.916)**	(1.104)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.805)	(6.153)	(3.868)	(2.166)	(5.114)	(1.897)	**(26.003)**	(1.845)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.634**	**45.959**	**11.761**	**10.476**	**10.705**	**9.010**	**122.545**	**1.833**
Imposte su reddito future	(11.329)	(27.800)	(5.599)	(7.621)	(2.781)	(1.901)	**(57.031)**	(1.032)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.305**	**18.159**	**6.162**	**2.855**	**7.924**	**7.109**	**65.514**	**801**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.884)	(8.639)	(2.155)	(869)	(6.272)	(2.243)	**(34.062)**	(763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.421**	**9.520**	**4.007**	**1.986**	**1.652**	**4.866**	**31.452**	**38**

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2006, 2007 e 2008.

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Valore all'inizio dell'esercizio	**55.722**	**43.581**	**53.893**
Valore all'inizio dell'esercizio relativo a società *joint venture* e collegate	**(371)**	**(354)**	**(891)**
Valore all'inizio dell'esercizio consolidate	**55.351**	**43.227**	**53.002**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.739)	(20.979)	(26.202)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.097	34.999	(39.699)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.629	3.982	1.110
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.964)	(4.000)	(6.222)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.558	4.682	6.584
- revisioni delle quantità stimate	383	(2.995)	5.835
- effetto dell'attualizzazione	9.489	7.968	10.538
- variazione netta delle imposte sul reddito	3.060	(17.916)	21.359
- acquisizioni di riserve	10	3.521	476
- cessioni di riserve	(1.252)		25
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(6.395)	513	4.646
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(12.124)**	**9.775**	**(21.550)**
Valore alla fine dell'esercizio consolidate	**43.227**	**53.002**	**31.452**
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società in jont venture e collegate	**354**	**891**	**38**
Valore alla fine dell'esercizio	**43.581**	**53.893**	**31.490**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D.Lgs. 58/1988 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2008.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio consolidato al 31 dicembre 2008:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonchè della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

13 marzo 2009

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2008. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005 compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 5 aprile 2008.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2008 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 - **Padova** 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762677 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - **Trento** 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti, compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dall'articolo 156, comma 4-bis, lettera d), del DLgs n° 58/98. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla CONSOB. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2008.

Roma, 7 aprile 2009

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

RELAZIONE SULLA GESTIONE

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

■ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2008 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 520 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione, rispetto al 31 dicembre 2007, di 41 milioni di boe.
La riduzione delle riserve è dovuta alla produzione dell'anno (20 milioni di boe di petrolio e condensati e 46 milioni di boe di gas naturale), parzialmente compensata dalla revisione netta in aumento di precedenti stime.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

				Variazione	
		2007	**2008**	assoluta	%
Gas naturale [a]	(milioni di boe)	380	346	(34)	(8,9)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	181	174	(7)	(3,9)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**561**	**520**	**(41)**	**(7,3)**

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615

■ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2008 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 29 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 7.339 chilometri quadrati (7.181 chilometri quadrati al 31 dicembre 2007) e 114 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 10.962 chilometri quadrati (11.583 al 31 dicembre 2007). L'aumento di superficie netta dei permessi di ricerca è dovuta al conferimento di due nuove licenze esplorative (Eni 100%) in Puglia, mentre la diminuzione per le concessioni di coltivazione è dovuta a rinunce.

■ Produzioni

Nel 2008 la produzione di idrocarburi è stata di 66,2 milioni di boe (71,0 nel 2007) corrispondenti alla produzione giornaliera di 180.832 boe (194.640 nel 2007).
La produzione di gas naturale (7,4 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,4 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi - Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.
La produzione di petrolio e condensati (20,4 milioni di barili) è diminuita di 2,1 milioni di barili, pari al 9,4%, a seguito del declino produttivo di alcuni giacimenti e di interventi di adeguamento ad impianti di produzione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2007	%	2008	%	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	7,58	11,4	7,15	10,7	(0,43)	(5,7)
Acquisti Italia	1,07	1,6	0,85	1,3	(0,22)	(20,6)
Italia	***8,65***	***13,0***	***8,00***	***12,0***	***(0,65)***	***(7,5)***
Russia per l'Italia	18,79	28,1	17,82	26,8	(0,97)	(5,2)
Algeria	16,55	24,7	17,62	26,4	1,07	6,5
Paesi Bassi	7,74	11,6	8,10	12,2	0,36	4,7
Norvegia	5,78	8,7	5,47	8,2	(0,31)	(5,4)
Libia	3,78	5,7	3,90	5,9	0,12	3,2
Altri	1,25	1,9	1,95	2,9	0,70	56,0
Algeria (GNL)	1,86	2,8	1,60	2,4	(0,26)	(14,0)
Nigeria (GNL)	1,65	2,5	1,69	2,5	0,04	2,4
Altri (GNL)	0,67	1,0	0,48	0,7	(0,19)	(28,4)
Estero	***58,07***	***87,0***	***58,63***	***88,0***	***0,56***	***1,0***
Totale approvvigionamenti	**66,72**	**100,0**	**66,63**	**100,0**	**(0,09)**	**(0,1)**
(Immissioni) Prelievi da stoccaggio	1,49		(0,25)		(1,74)	(116,8)
Perdite di rete e differenza di misura	(0,28)		(0,14)		0,14	(50,0)
Disponibilità per la vendita	**67,93**		**66,24**		**(1,69)**	**(2,5)**

Nel 2008 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) sono stati di 66,63 miliardi di metri cubi di gas naturale, in lieve flessione rispetto al 2007 (-0,09 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,63 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'88% del totale (87% nel 2007). Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in Italia o venduti sui mercati esteri, sono aumentati di 0,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari all'1%, per effetto principalmente dei maggiori ritiri di gas: (i) dall'Algeria via pipeline (+1,07 miliardi di metri cubi); (ii) dai Paesi Bassi (+0,36 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Libia via GreenStream (+0,12 miliardi di metri cubi) per effetto degli accordi con gli importatori in Italia in base ai quali la Divisione G&P ha ritirato direttamente parte della produzione di gas dei giacimenti libici. Tali volumi sono stati in parte venduti agli stessi operatori in Italia. Tali aumenti sono stati in parte assorbiti dai minori ritiri: (i) dalla Russia (-0,97 miliardi di metri cubi), in relazione agli accordi con Gazprom che prevedono la riduzione dei prelievi Eni a fronte delle vendite dirette di Gazprom agli importatori italiani; (ii) dalla Norvegia (-0,31 miliardi di metri cubi); (iii) dai paesi esportatori di GNL (in particolare dall'Algeria, -0,26 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (8 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,65 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,5%, in particolare per effetto della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2008 le immissioni nette nel sistema di stoccaggio, sono state di 0,25 miliardi di metri cubi (contro 1,49 miliardi di metri cubi prelevati nel 2007) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,14 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 66,24 miliardi di metri cubi, con una flessione di 1,69 miliardi di metri cubi, pari al 2,5%, rispetto al 2007.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con clausole *take-or-pay*, la durata residua media è pari a circa 21 anni. I contratti in essere assicureranno dal 2010 circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine trend sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia come evidenziato nell'ultimo trimestre del 2008, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di take-or-pay.

■ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2007	**2008**	**Variazione** assoluta	**Variazione** %
Grossisti	11,31	8,42	(2,89)	(25,6)
Gas release	2,37	3,28	0,91	38,4
PSV e borsa	*1,90*	*1,89*	*(0,01)*	*(0,5)*
Clienti finali	*34,43*	*33,61*	(0,82)	*(2,4)*
Industriali	12,53	10,50	(2,03)	(16,2)
Industriali	*11,59*	*9,47*	*(2,12)*	*(18,3)*
PMI e terziario	*0,94*	*1,03*	*0,09*	*9,6*
Termoelettrici	17,21	17,69	0,48	2,8
Residenziali	4,69	5,42	0,73	15,6
Italia	***50,01***	***47,20***	***(2,81)***	***(5,6)***
Resto d'Europa	***11,84***	***13,41***	***1,57***	***13,3***
Importatori in Italia	4,50	4,34	(0,16)	(3,6)
Mercati target	7,34	9,07	1,73	23,6
Totale vendite a terzi	**61,85**	**60,61**	**(1,24)**	**(2,0)**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	**6,08**	**5,63**	**(0,45)**	**(7,4)**
	67,93	**66,24**	**(1,69)**	**(2,5)**

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D.Lgs. 164/2000.

Nel 2008 le vendite di gas naturale a terzi (60,61 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,24 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2%, per effetto essenzialmente della flessione dei consumi, connessa alla recessione economica, e della pressione competitiva.
In particolare le vendite di gas naturale in Italia (47,20 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2007 di 2,81 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, nonostante l'effetto climatico positivo registrato in particolare nel primo trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti grossisti (-2,89 miliardi di metri cubi, pari al 25,6%) e industriale (-2,03 miliardi di metri cubi, pari al 16,2%) per effetto del calo della domanda, dell'azione della concorrenza e dell'esecuzione del programma di *gas release*[1] (+0,91 miliardi di metri cubi). Tali diminuzioni sono state compensate dall'incremento delle vendite ai clienti residenziali (+0,73 miliardi di metri cubi) a seguito delle temperature più rigide registrate in particolare nei primi mesi dell'anno e dall'incremento delle vendite ai termoelettrici (+0,48 miliardi di metri cubi).
Le vendite a importatori in Italia (4,34 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,16 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 3,6%, per la circostanza che nel 2007 una maggior parte di questi volumi venne sostituita con vendite dirette in Italia.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (9,07 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,73 miliardi di metri cubi, pari al 23,6%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in particolare sui mercati di: (i) Germania-Austria (+0,56 miliardi di metri cubi); (ii) Francia (+0,54 miliardi di metri cubi); (iii) Penisola Iberica (+0,25 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi[2] (5,63 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,45 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,4%.

(1) Si tratta di impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale di GNL di Panigaglia. Il programma di gas *release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.
(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamenti e commercializzazione

Nel 2008 sono state acquistate 26,42 milioni di tonnellate di petrolio (51,05 milioni nel 2007) quasi interamente dal settore Exploration & Production (26,08 milioni dal settore). La diminuzione degli acquisti *spot* (-7,39 milioni di tonnellate) e dei contratti a termine (-12,03 milioni di tonnellate) è dovuta essenzialmente al conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA avvenuta nell'ottobre 2007.

APPROVVIGGIONAMENTI DI GREGGI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Produzione Eni estero	27,43	**22,51**	(4,92)	(17,9)
Produzione Eni nazionale	3,86	**3,57**	(0,29)	(7,5)
Totale produzione Eni	**31,29**	**26,08**	**(5,21)**	**(16,7)**
Acquisti *spot*	7,59	**0,20**	(7,39)	(97,4)
Contratti a termine	12,17	**0,15**	(12,03)	(98,8)
	51,05	**26,42**	**(24,63)**	**(48,2)**

Raffinazione

Nel 2008, le lavorazioni in conto proprio (30,39 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2 milioni di tonnellate rispetto al 2007 (32,45 milioni di tonnellate) in particolare sulle raffinerie di Taranto, Venezia e Gela per effetto principalmente delle fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel primo semestre.
Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,59 milioni di tonnellate (27,79 milioni nel 2007) in diminuzione di circa 2,20 milioni di tonnellate, pari al 7,9%.
Il 25,8% del petrolio lavorato (6,98 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (28,9% nel 2007).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,79	25,59	(2,20)	(7,9)
Lavorazioni in conto terzi	(1,76)	(1,37)	0,39	(22,2)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,42	6,17	(0,25)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	**32,45**	**30,39**	**(2,06)**	**(6,3)**
Consumi e perdite	(1,37)	(1,34)	0,03	(2,2)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**31,08**	**29,05**	**(2,03)**	**(6,5)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	7,52	6,05	(1,47)	(19,5)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,24)	(0,25)	(0,01)	4,2
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**38,36**	**34,85**	**(3,51)**	**(9,2)**

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Gasolio	11,91	11,21	(0,70)	(5,9)
Benzine	7,72	7,11	(0,61)	(7,9)
Olio Combustibile	4,53	3,98	(0,55)	(12,1)
Cherosene	1,17	1,25	0,08	6,8
Virgin nafta	1,70	1,85	0,15	8,8
Basi Lubrificanti	0,64	0,60	(0,04)	(6,3)
GPL	0,52	0,55	0,03	5,8
Altri	2,89	2,50	(0,39)	(13,5)
Totale	**31,08**	**29,05**	**(2,03)**	**(6,5)**

■ Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Rete	8,62	**8,81**	0,19	2,2
Extrarete	5,78	**11,15**	5,37	92,9
	14,40	**19,96**	**5,56**	**38,6**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	8,01	**5,70**	(2,31)	(28,8)
Altre vendite [a]	5,9	**5,55**	(0,35)	(5,9)
Petrolchimica	1,9	**1,69**	(0,21)	(11,1)
Vendite in Italia	**30,21**	**32,90**	**2,69**	**8,9**
Vendite a terzi estero	5,73	**1,00**	(4,73)	(82,5)
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,42	**0,95**	(1,47)	(60,7)
Vendite in Italia e all'estero	**38,36**	**34,85**	**(3,51)**	**(9,2)**

(a) Comprende le vendite a società petrolifere e trader.

Le vendite di prodotti petroliferi (34,85 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 3,51 milioni di tonnellate, pari al 9,2%, per effetto principalmente della costituzione di Eni Trading & Shipping SpA operativa dal 1° ottobre 2007.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,81 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 190 mila tonnellate, pari al 2,2%, per effetto principalmente delle azioni di *marketing* attuate (vendite in modalità "Iperself" e programmi di fidelizzazione) i cui effetti positivi sono stati in parte attenuati dal calo dei consumi nazionali.

La quota di mercato è in aumento di 1,4 punti percentuali, passando dal 29,2 al 30,6%; l'erogato medio a marchio Agip è aumentato di circa l'1% rispetto al 2007 (da 2.444 a 2.470 mila litri).

Al 31 dicembre 2008 la rete di distribuzione è costituita da 4.409 stazioni di servizio, di cui circa il 75% di proprietà, con un incremento di 19 unità rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (32 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla chiusura di impianti a basso erogato (19 unità) e dal mancato rinnovo di 1 concessione autostradale.

VENDITE SUL MERCATO RETE

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Gasolio	5,25	**5,50**	0,25	4,8
Benzine	3,19	**3,11**	(0,08)	(2,5)
GPL	0,17	**0,19**	0,02	11,8
Lubrificanti	0,01	**0,01**	0,00	0,0
Totale	**8,62**	**8,81**	**0,19**	**2,2**
Numero stazioni di servizio	4.390	**4.409**	19	0,4

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,15 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 5,37 milioni di tonnellate rispetto al 2007, pari al 92,9%, a seguito principalmente della fusione di AgipFuel SpA operativa dal 1° Gennaio 2008. Nel 2007 le vendite a AgipFuel SpA erano comprese nelle vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA (5,04 milioni di tonnellate).

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 5,70 milioni di tonnellate (8,01 milioni nel 2007) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) a Eni Trading & Shipping SpA (3,55 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,04 milioni di tonnellate).

Le altre vendite (5,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,35 milioni di tonnellate, pari al 6,1%, a seguito delle minori vendite ad altre società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,69 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 210 mila tonnellate, pari all'11,1%, in relazione al calo della domanda per effetto della recessione economica internazionale.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	2007	**2008**	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	500	**589**	89	17,8
Divisione Gas & Power	9	**9**	0	0,0
Divisione Refining & Marketing	741	**725**	(16)	(2,2)
Corporate	41	**50**	9	22,0
Investimenti tecnici	**1.291**	**1.373**	**82**	**6,4**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (589 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (456 milioni di euro; 391 nel 2007) e l'attività esplorativa (117 milioni di euro; 96 nel 2007).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Antares, Cervia, Emma, Fratello Nord, Giovanna, Hera-Lacinia e Luna); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo Annamaria; (iv) il completamento dello sviluppo di Cascina Cardana e Val D'Agri 1° fase.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente l'area della pianura padana e l'*offshore* siciliano. Sono stati perforati 3 pozzi tutti conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con i pozzi Cassiopea 1 dir e Argo 2 nell'*offshore* ibleo mineralizzati a gas e per i quali è stata presentata istanza di concessione di coltivazione.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente l'ultimazione del sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (725 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (508 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica e oleodotti (20 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (78 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (161 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (89 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (32 milioni di euro); (iii) il GPL (20 milioni di euro).

Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 112 milioni di euro (15% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (50 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

■ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 170 milioni di euro (121 milioni di euro nel 2007), di cui 84 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 36 alla Divisione Refining & Marketing e 50 alla Corporate.

■ Operazioni straordinarie

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2008 sono state effettuate diverse operazioni straordinarie; si indicano di seguito quelle più rilevanti:
- fusione di AgipFuel SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 21 dicembre 2007 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 27 dicembre 2007, pertanto le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2008;
- fusione di Praoil Oleodotti Italiani SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 31 dicembre 2007 e in pari data è stata effettuata l'ultima delle iscrizioni dell'atto, pertanto le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2008.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2008 che sottoponiamo alla vostra approvazione chiude con l'utile netto di 6.745 milioni di euro.

■ Conto economico

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
52.985	Ricavi della gestione caratteristica	47.810	47.671	(139)	(0,3)
255	Altri ricavi e proventi	168	207	39	23,2
(49.264)	Costi operativi	(43.656)	(45.175)	(1.519)	(3,5)
(164)	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*21*	*21*		
(829)	Ammortamenti e svalutazioni	(863)	(1.121)	(258)	(29,9)
3.147	**Utile operativo**	**3.459**	**1.582**	(1.877)	**(54,3)**
98	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.387)	662	2.049	
3.785	Proventi netti su partecipazioni	4.953	4.807	(146)	(2,9)
7.030	**Utile prima delle imposte**	**7.025**	**7.051**	**26**	**0,4**
(1.164)	Imposte sul reddito	(425)	(306)	119	28,0
5.866	**Utile netto**	**6.600**	**6.745**	**145**	**2,2**
118	Esclusione (utile)/perdita di magazzino [a]	(341)	422	763	
5.984	**Utile netto a valori correnti** [a]	**6.259**	**7.167**	**908**	**14,5**

(a) L'utile netto a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo, al netto del relativo effetto fiscale.

L'utile netto di 6.745 milioni di euro aumenta di 145 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 2,2%, per effetto essenzialmente dei maggiori proventi finanziari netti (2.049 milioni di euro), connessi essenzialmente alla variazione positiva del *fair value* di derivati su *commodity* considerati di copertura nei conti consolidati, in parte assorbita dalla flessione dell'utile operativo (1.877 milioni di euro) conseguente essenzialmente alle svalutazioni delle scorte di prodotti petroliferi e di impianti e alla minore *performance* dell'attività di commercializzazione gas, a fronte della migliore *performance* dell'attività *upstream* per effetto delle più favorevoli quotazioni di mercato degli idrocarburi nei primi nove mesi dell'esercizio.

■ Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
3.520	Divisione Exploration & Production	3.197	4.021	824	25,8
20.085	Divisione Gas & Power	20.892	25.877	4.985	23,9
32.560	Divisione Refining & Marketing	26.771	21.631	(5.140)	(19,2)
552	Corporate	717	819	102	14,2
(3.732)	Elisioni	(3.767)	(4.677)	(910)	24,2
52.985		**47.810**	**47.671**	**(139)**	**(0,3)**

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (4.021 milioni di euro) sono aumentati di 824 milioni di euro, pari al 25,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+42%); (ii) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio (+29%); (iii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 4,8 milioni di boe (da 68,9 a 64,1 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (25.877 milioni di euro) sono aumentati di 4.985 milioni di euro, pari al 23,9%, a seguito essenzialmente dell'effetto dell'andamento dei parametri energetici di riferimento sui prezzi di vendita. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione dei volumi venduti per effetto della congiuntura economica negativa, nonostante l'effetto climatico positivo in particolare del primo trimestre; (ii) dal peggioramento del mix di vendita sul mercato Italia.

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (21.631 milioni di euro) sono diminuiti di 5.140 milioni di euro, pari al 19,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti di greggi (circa 21 milioni di tonnellate) e di prodotti petroliferi (circa 3 milioni di tonnellate) principalmente per il conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007; (ii) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Tali effetti negativi sono parzialmente compensati dai maggiori prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi.

I **ricavi** della Corporate (819 milioni di euro) sono aumentati di 102 milioni di euro, pari al 14,2%, a seguito essenzialmente: (i) dell'ulteriore accentramento dei servizi informatici svolti per società del Gruppo; (ii) delle maggiori attività di comunicazione svolte per la Divisione Gas & Power; (iii) delle attività di ricerca e sviluppo svolte dall'Istituto Donegani accentrato in Corporate a partire dal 1° gennaio 2008.

Altri ricavi e proventi

Gli **altri ricavi e proventi** di 207 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
75	Locazioni, affitti e noleggi	65	68	3	4,6
38	Proventi per attività in *joint venture*	36	45	9	25,0
74	*Emission Trading*	5	9	4	80,0
11	Plusvalenze da vendite di attività materiali	7	8	1	14,3
57	Altri proventi	55	77	22	40,0
255		**168**	**207**	**39**	**23,2**

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 68 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).
I proventi per attività in *joint venture* di 45 milioni di euro riguardano l'addebito ai *partners* delle prestazioni interne.

Costi operativi

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
48.323	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	42.706	44.142	1.436	3,4
164	*di cui oneri (proventi) non ricorrenti*	*11*	*(21)*	*(32)*	
941	Costo lavoro	950	1.033	83	8,7
	di cui oneri (proventi) non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)	**(32)**		**32**	
49.264		**43.656**	**45.175**	**1.519**	**3,5**

I **costi operativi** sostenuti nel 2008 (45.175 milioni di euro) sono aumentati di 1.519 milioni di euro rispetto al 2007, pari al 3,5%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (44.142 milioni di euro) sono aumentati di 1.436 milioni di euro, pari al 3,4% e riguardano:

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
768	Divisione Exploration & Production	896	1.053	157	17,5
18.495	Divisione Gas & Power	19.197	24.395	5.198	27,1
32.027	Divisione Refining & Marketing	25.500	22.177	(3.323)	(13,0)
791	Corporate	792	1.316	524	66,2
(3.749)	Elisioni	(3.767)	(4.684)	(917)	24,3
(9)	Eliminazione utili interni [a]	88	(115)	(203)	
48.323		**42.706**	**44.142**	**1.436**	**3,4**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono ***proventi non ricorrenti netti*** di 21 milioni di euro, relativi a:

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
	Divisione G&P:			
	- Accantonamenti a fondi rischi a fronte istruttorie AEEG	6		(6)
10	- Sanzione AEEG mancata informativa prezzi			
45	- Sanzione AEEG utilizzo stoccaggio strategico	(45)		45
	- Utilizzo del fondo rischi a fronte istruttorie AEEG			
55		**(39)**		**39**
	Divisione R&M:			
109	- Sanzione antitrust sul *jet fuel*			
	- Accantonamento (utilizzo) per procedimento antitrust nel settore delle paraffine	50	(21)	(71)
109		**50**	**(21)**	**(71)**
164		**11**	(21)	**(32)**

Il **costo lavoro** di 1.033 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
222	Divisione Exploration & Production	241	278	37	15,4
119	Divisione Gas & Power	129	132	3	2,3
376	Divisione Refining & Marketing	353	376	23	6,5
224	Corporate	227	247	20	8,8
941		**950**	**1.033**	**83**	**8,7**

Il costo lavoro aumenta di 83 milioni di euro. Al netto della variazione dei proventi non ricorrenti di 32 milioni di euro rilevati nel 2007[3], il costo lavoro aumenta di 51 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento della forza lavoro, anche per effetto della fusione di Praoil Oleodotti Italiani SpA e AgiFuel SpA, operative dal 1° gennaio 2008, e della normale dinamica retributiva.

(3) Derivano dalla rideterminazione (cd. *curtailment*) al 31 dicembre 2007 del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge finanziaria 2007 relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si è basata essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2008 è indicato nelle tabelle seguenti:

Esercizio 2006		2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
	Categorie contrattuali				
525	Dirigenti	552	592	40	7,2
3.664	Quadri	3.836	4.079	243	6,3
6.248	Impiegati	6.536	6.578	42	0,6
1.565	Operai	1.507	1.459	(48)	(3,2)
12.002		**12.431**	**12.708**	**277**	

Esercizio 2006		2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
	Divisioni				
3.194	Exploration & Production	3.394	3.497	103	3,0
1.679	Gas & Power	1.854	1.766	(88)	(4,7)
4.997	Refining & Marketing	4.814	4.852	38	0,8
2.132	Corporate	2.369	2.593	224	9,5
12.002		**12.431**	**12.708**	**277**	

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
507	Divisione Exploration & Production	498	499	1	0,2
9	Divisione Gas & Power	2	3	1	50,0
296	Divisione Refining & Marketing	340	587	247	72,6
17	Corporate	23	32	9	39,1
829		**863**	**1.121**	**258**	**29,9**

L'aumento degli **ammortamenti e delle svalutazioni** della Divisione Refining & Marketing di 247 milioni di euro, pari al 72,6%, è dovuta essenzialmente alla maggiore svalutazione di impianti di raffinazione effettuata nel 2008 (175 milioni di euro) rispetto a quella registrata nel 2007 (53 milioni di euro), nonchè alla svalutazione della rete autostradale (119 milioni di euro).

Utile operativo

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var.%
2.070	Divisione Exploration & Production	1.609	2.252	643	40,0
1.488	Divisione Gas & Power	1.583	1.375	(208)	(13,1)
(41)	Divisione Refining & Marketing	662	(1.408)	(2.070)	
(379)	Corporate	(307)	(752)	(445)	
9	Eliminazione utili interni [a]	(88)	115	203	
3.147	**Utile operativo**	**3.459**	**1.582**	**(1.877)**	**(54,3)**
188	Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]	(544)	670	1.214	
3.335	**Utile operativo a valori correnti**	**2.915**	**2.252**	**(663)**	**(22,7)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.
(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

L'**utile operativo *a valori correnti***, che esclude la perdita di magazzino di 670 milioni di euro, ammonta a 2.252 milioni di euro con una diminuzione di 663 milioni di euro rispetto all'esercizio 2007, pari al 22,7%.

Divisione Exploration & Production

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
2.070	**Utile operativo**	**1.609**	**2.252**	**643**	**40,0**
	Esclusione (utile) perdita di magazzino				
2.070	**Utile operativo a valori correnti**	**1.609**	**2.252**	**643**	**40,0**
	di cui Oneri (proventi) non ricorrenti	*(9)*		*9*	

L' **utile operativo a valori correnti** della Divisione Exploration & Production (2.252 milioni di euro) è aumentato di 643 milioni di euro, pari al 40%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (9 milioni di euro) rilevati nel 2007, l'utile operativo è aumentato di 652 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+42%); (ii) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+29%). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dai minori volumi venduti di idrocarburi connessi al declino produttivo dei campi maturi, dall'aumento dei costi per prestazioni di servizi e costi diversi e dall'aumento del costo lavoro.

Divisione Gas & Power

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
1.488	**Utile operativo**	**1.583**	**1.375**	**(208)**	**(13,1)**
(72)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	44	(442)	(486)	
1.416	**Utile operativo a valori correnti**	**1.627**	**933**	**(694)**	**(42,7)**
55	*di cui Oneri (proventi) non ricorrenti*	*(43)*		*43*	

L' **utile operativo a valori correnti** della Divisione Gas & Power (933 milioni di euro) è diminuito di 694 milioni di euro, pari al 42,7%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (43 milioni di euro), l'utile operativo diminuisce di 651 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti e dal peggioramento del *mix* di vendita sul mercato Italia; (ii) del venir meno, rispetto all'esercizio 2007, degli utilizzi per esuberanza dei fondi rischi costituiti a fronte delle delibere 248/04 e seguenti; (iii) dell'effetto sfavorevole dello scenario in particolare del cambio sull'ultimo trimestre.

Divisione Refining & Marketing

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
(41)	**Utile (perdita) operativa**	**662**	**(1.408)**	**(2.070)**	
306	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(730)	1.283	2.013	
265	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(68)**	**(125)**	**(57)**	**83,8**
109	*di cui Oneri (proventi) non ricorrenti*	*38*	*(21)*	*(59)*	

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (125 milioni di euro) è aumentata di 57 milioni di euro, pari all'83,8%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (59 milioni di euro), la perdita operativa è aumentata di 116 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle maggiori svalutazioni effettuate (241 milioni di euro); (ii) del peggioramento del risultato dell'attività di raffinazione (circa 130 milioni di euro), principalmente per l'impatto negativo delle maggiori fermate, l'apprezzamento dell'euro sul dollaro e i maggiori costi fissi, parzialmente compensati dall'effetto positivo dovuto al miglioramento dello scenario di raffinazione. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal risultato dell'attività commerciale extrarete (circa 130 milioni di euro), a seguito della fusione dell'AgipFuel SpA, operativa dal 1° gennaio 2008 e della rete (circa 120 milioni di euro), per effetto essenzialmente del recupero dei margini e dell'incremento dei volumi venduti, e dal recupero dei margini nel *business* aviazione; (ii) dai minori accantonamenti ambientali (33 milioni di euro).

Corporate

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.	Var. %
(379)	**Utile (perdita) operativa**	**(307)**	**(752)**	**(445)**	
	Esclusione (utile) perdita di magazzino				
(379)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(307)**	**(752)**	**(445)**	
	di cui Oneri (proventi) non ricorrenti	*(7)*		*7*	

La **perdita operativa** della Corporate (752 milioni di euro) è aumentata di 445 milioni di euro. Escludendo la variazione dei proventi/oneri non ricorrenti (7 milioni di euro), la perdita operativa è aumentata di 438 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (200 milioni di euro); (ii) degli accantonamenti al fondo rischi ed oneri ambientali (120 milioni di euro) e al fondo contenziosi legali (82 milioni di euro); (iii) delle maggiori attività progettuali di ricerca e sviluppo (42 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
(152)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	**(231)**	**(467)**	**(236)**
(281)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(499)	(789)	(290)
34	- Interessi attivi su depositi e c/c	32	13	(19)
95	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	236	323	87
	- Altri		(14)	(14)
(75)	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	**(1.473)**	**528**	**2.001**
30	**Differenze di cambio**	**(16)**	**150**	**166**
269	**Altri proventi (oneri) finanziari**	**303**	**399**	**96**
220	- Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	292	392	100
13	- Proventi su crediti d'imposta	25	33	8
(27)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo *(accreation discount)*	(63)	(77)	(14)
63	- Altri	49	50	1
72		**(1.417)**	**609**	**2.026**
26	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	30	53	23
98		**(1.387)**	**662**	**2.049**

I **proventi finanziari netti** di 662 milioni di euro hanno registrato una variazione positiva di 2.049 milioni di euro. Tale andamento è dovuto essenzialmente alla variazione positiva del *fair value* di derivati ancora in essere al 31 dicembre 2008 e relativi alla complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 79,7 milioni di boe al 31 dicembre 2008 per effetto dei regolamenti dell'anno. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi dell'Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico.

Proventi netti su partecipazioni

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
4.063	Dividendi	5.499	5.692	193
612	Altri proventi	3	14	11
4.675	**Totale proventi**	**5.502**	**5.706**	**204**
(890)	Svalutazioni e perdite	(549)	(899)	(350)
3.785		**4.953**	**4.807**	**(146)**

I proventi e gli oneri sono analizzati nella tabella seguente:

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
	Dividendi			
2.893	Eni International BV	3.094	3.235	141
	Eni Investment Plc	294	917	623
238	Italgas SpA	651	255	(396)
166	Snam Rete Gas SpA	264	215	(49)
128	Union Fenosa Gas SA	173	185	12
21	Sofid SpA	69	156	87
120	Stoccaggi Gas Italia SpA	475	148	(327)
	Galp Energia SA	126	87	(39)
36	Saipem SpA	55	83	28
46	Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64	64	
	Eni Coordination Center SA		58	58
69	Ecofuel SpA	62	53	(9)
6	Eni Gas Transport Deutschland SpA	49	45	(4)
	Padana Assicurazioni SpA	47	40	(7)
38	EniPower SpA	9	38	29
	LNG Shipping SpA		36	36
	Tecnomare SpA		28	28
34	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	32	23	(9)
16	Transmediterranean Pipeline Co Ltd	10	9	(1)
17	AgipFuel SpA			
61	Enifin SpA			
112	Eni Portugal Investment SpA			
62	Altre	25	17	(8)
4.063		**5.499**	**5.692**	**193**
	Altri proventi			
589	Vendita azioni Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA			
	Vendita azioni Padana Assicurazioni SpA a Helvetia		7	7
23	Altre	3	7	4
612		**3**	**14**	**11**
4.675	**Totale proventi**	**5.502**	**5.706**	**204**

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	**2008**	Var. ass.
	Svalutazioni e altri oneri			
	Polimeri Europa SpA		337	337
678	Syndial SpA	351	312	(39)
	Eni Angola SpA	19	138	119
10	Ieoc SpA	143	74	(69)
	Eni East Africa SpA		18	18
	Eni Timor Leste	33	14	(19)
108	Tigaz Zrt			
94	Altre minori	3	6	3
890	**Totale oneri**	**549**	**899**	**350**

Imposte sul reddito

Esercizio 2006	(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.
	Imposte correnti			
(963)	IRES	(429)	(1.270)	(841)
(218)	IRAP	(182)	(185)	(3)
(1.181)		**(611)**	**(1.455)**	**(844)**
	Imposta sostitutiva legge 244/07	(307)		307
	Imposta sostitutiva legge 133/08		(227)	(227)
	Storno fiscalità differita	738	521	(217)
	Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**431**	**294**	**(137)**
49	Imposte differite	23	186	163
(32)	Imposte anticipate	(268)	669	937
17		**(245)**	**855**	**1.100**
(1.164)		**(425)**	**(306)**	**119**

Le **imposte sul reddito** di 306 milioni di euro sono diminuite di 119 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle minori imposte conseguenti al minor risultato operativo (705 milioni di euro); (ii) del rilascio delle imposte differite stanziate relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinato secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (521 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in legge n. 133/2008) che, da una parte, ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% (227 milioni di euro da versare in tre rate di pari importo nel 2009, 2010 e 2011) sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato con un effetto netto di 294 milioni di euro; (iii) dell'adeguamento della fiscalità differita determinata dalla rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società incluse nel consolidato fiscale prevista dalla legge finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (275 milioni di euro).

Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalle imposte conseguenti al maggior risultato della gestione finanziaria (676 milioni di euro); (ii) dalla circostanza che nel 2007 sono state stornate le imposte differite stanziate in relazione agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali a seguito dell'esercizio della facoltà, prevista dalla Legge Finanziaria 2008, di rivalutare il costo fiscalmente riconosciuto delle immobilizzazioni materiali ed immateriali per un importo corrispondente agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali, a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva (431 milioni di euro); (iii) da altri fenomeni di minore entità che complessivamente ammontano a 50 milioni di euro.

Il rigiro di imposte differite di 186 milioni di euro si riferisce essenzialmente allo storno della fiscalità differita relativa alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinato secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (363 milioni di euro), dovuto alla riduzione del valore delle scorte per effetto della flessione del valore di mercato dei greggi e dei prodotti petroliferi. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (185 milioni di euro).

Lo stanziamento di imposte anticipate di 669 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) agli accantonamenti ai fondi rischi non deducibili effettuati nell'anno (119 milioni di euro); (ii) all'adeguamento della fiscalità anticipata (229 milioni di euro) determinata dalla rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale prevista dalla Legge finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6%; (iii) al ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% prevista dal decreto legge n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) anziché con la precedente aliquota del 27,5% (175 milioni di euro); (iv) all'effetto netto della svalutazione di cespiti (120 milioni di euro).

La differenza tra il *tax rate* effettivo (4,34%) e teorico (34,45%), pari al 30,10%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul *tax rate* del 25,27%); (ii) all'effetto della contabilizzazione nel bilancio della società della fiscalità differita delle società aderenti al consolidato fiscale di Eni SpA (6,12%, principalmente Syndial SpA); (iii) al rilascio della fiscalità differita stanziata relativamente alla valutazione delle scorte, per effetto di quanto disposto dal decreto legge n. 112/2008, convertito in legge n. 133/2008, al netto dell'imposta sostitutiva del 16% prevista dallo stesso decreto (con un effetto sul *tax rate* del 4,18%). Tali effetti sono parzialmente compensati dall'effetto della svalutazione delle partecipazioni non deducibile (4,21%).

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Stato patrimoniale riclassificato [a]

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	5.748	6.143	395
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.033	1.028	(1.005)
Attività immateriali	1.019	1.014	(5)
Partecipazioni	23.545	26.720	3.175
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	7.985	8.804	819
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(240)	(303)	(63)
	40.090	**43.406**	**3.316**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.779	1.819	40
Crediti commerciali	7.737	8.608	871
Debiti commerciali	(5.968)	(5.934)	34
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	783	(371)	(1.154)
Fondi per rischi e oneri	(2.855)	(3.255)	(400)
Altre attività (passività) di esercizio	(2.067)	(2.532)	(465)
	(591)	**(1.665)**	**(1.074)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(288)**	**(305)**	**(17)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**39.211**	**41.436**	**2.225**
Patrimonio netto	**28.926**	**30.049**	**1.123**
Indebitamento finanziario netto	**10.285**	**11.387**	**1.102**
COPERTURE	**39.211**	**41.436**	**2.225**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2008 ammonta a 41.436 milioni di euro con un incremento di 2.225 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (43.406 milioni di euro) è aumentato di 3.316 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto dell'aumento del valore delle partecipazioni (3.175 milioni di euro) e dei crediti finanziari strumentali (819 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione del valore delle scorte d'obbligo di greggi e prodotti petroliferi (1.005 milioni di euro).

Le partecipazioni (26.720 milioni di euro) sono aumentate di 3.175 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2007		**23.545**
Incremento per:		
Interventi sul capitale		
Eni Gas & Power Belgium SA	2.766	
Eni Coordination Center SA	639	
Eni International BV	571	
Ieoc SpA	32	
Eni Trading & Shipping SpA	30	
Eni Medio Oriente SpA	9	
Eni East Africa SpA	7	
Eni Timor Leste SpA	4	
Eni Petroleum Co Inc	3	
Eni Gas & Power Belgium SpA	1	
		4.062
Acquisizioni		
Eni Coordination Center SA	87	
Eni Trading & Shipping SpA	2	
		89
Altri incrementi		
AgipFuel Nord SpA (rinveniente dalla fusione di AgipFuel SpA)	27	
Altre variazioni	4	
		31
Decremento per:		
Cessioni		
Padana Assicurazioni SpA		**(5)**
Svalutazioni e perdite		
Polimeri Europa SpA	(337)	
Syndial SpA	(312)	
Eni Angola SpA	(138)	
Ieoc SpA	(74)	
Eni East Africa SpA	(18)	
Eni Timor Leste SpA	(14)	
Altre minori	(6)	
		(899)
Altri decrementi		
Praoil Oleodotti Italiani SpA - fusione per incorporazione	(74)	
Tecnomare SpA - rimborso riserve	(25)	
AgipFuel SpA - fusione per incorporazione	(3)	
Eni Hellas SpA - rimborso riserve	(1)	
		(103)
Partecipazioni al 31 dicembre 2008		**26.720**

Le partecipazioni al 31 dicembre 2008 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**Valore netto**
Eni International BV	7.420
Eni Investments Plc	3.492
Eni Gas & Power Belgium SA	2.766
Italgas SpA	2.016
Snam Rete Gas SpA	1.991
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Polimeri Europa SpA	1.132
Eni Petroleum Co Inc	985
EniPower SpA	956
Galp Energia SA	780
Eni Coordination Center SA	726
Unión Fenosa Gas SA	442
LNG Shipping SpA	285
Eni Trading & Shipping SpA	282
Eni Angola SpA	258
Sofid SpA	241
Eni Hellas SpA	191
Saipem SpA	182
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	133
Raffineria di Milazzo SCpA	126
Raffineria di Gela SpA	123
Tigaz Rt.	116
Eni Insurance Ltd	100
Ieoc SpA	96
Syndial SpA	85
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Ecofuel SpA	48
Eni International Bank Ltd	43
Società Oleodotti Meridionali SpA	42
Servizi Aerei SpA	36
Società Petrolifera Italiana SpA	34
Toscana Energia Clienti SpA	34
Agip Rete SpA	27
AgipFuel Nord SpA	27
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25
Altre (inferiori a 20 milioni di euro)	158
	26.720

Capitale di esercizio netto

I crediti commerciali di 8.608 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e di energia elettrica (5.980 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.272 milioni di euro). L'aumento di 871 milioni di euro è connesso essenzialmente all'aumento dei prezzi di vendita del gas legato all'andamento dei parametri energetici.

Le rimanenze di 1.819 milioni di euro sono aumentate di 40 milioni di euro a seguito dell'andamento positivo del valore delle scorte di gas che risente dello sfasamento temporale del prezzo del gas rispetto al greggio e ai prodotti petroliferi, in gran parte compensato dal minor valore delle giacenze di greggio e di prodotti petroliferi per effetto della diminuzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi del 2008.

I crediti/debiti tributari e il fondo imposte netto di 371 milioni di euro sono costituiti da crediti tributari per 307 milioni di euro, da debiti tributari per 2.361 milioni di euro e dalle attività per imposte anticipate per 1.683 milioni di euro. La diminuzione di 1.154 milioni di euro è connessa principalmente al rimborso dei crediti di imposta per 746 milioni di euro. Per informazioni sulle singole voci si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

I fondi per rischi e oneri (3.255 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.327 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (641 milioni di euro); (iii) il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (308 milioni di euro); (iv) il fondo stanziato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (v) il fondo controversie legali (146 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera n. 120/2001 e della delibera 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (120 milioni di euro). L'aumento dei fondi rischi ed oneri di 400 milioni di euro è connessa essenzialmente agli accantonamenti al fondo rischi ed oneri ambientali (214 milioni di euro), al fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (115 milioni di euro) e al fondo contenziosi legali (96 milioni di euro).

Le altre passività nette di esercizio (2.532 milioni di euro) sono aumentate di 465 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento dei risconti passivi relativi alle quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi riconosciuti da Electrabel Italia SpA (Gruppo Gas de France Suez) per il diritto di ritirare energia elettrica (1.210 milioni di euro) e per la fornitura di gas naturale a Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) (235 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; (ii) dell'incremento del risconto passivo, al netto del relativo credito, per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co Ltd del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (130 milioni di euro); (iii) dell'incremento degli anticipi da clienti relativi a forniture gas e GNL (107 milioni di euro). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal decremento del *fair value* negativo dei contratti derivati su *commodity*[4].

(4) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Proventi (oneri) finanziari netti".

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2007		**28.926**
Incremento per:		
Utile netto	6.745	
Avanzo di fusione AgipFuel SpA	39	
Avanzo di fusione Praoil Oleodotti Italiani SpA	4	
Costo di competenza delle *stock option - stock grant* assegnate	18	
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	14	
		6.820
Decremento per:		
Disitribuzione saldo dividendo 2007	(2.551)	
Acconto sul dividendo 2008	(2.359)	
Acquisto azioni proprie	(778)	
Altre	(9)	
		(5.697)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2008		**30.049**

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2008 di 11.387 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2007	**31.12.2008**	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	17.675	17.076	(599)
Debiti finanziari a breve termine	*9.009*	*6.056*	*(2.953)*
Debiti finanziari a lungo termine	*8.666*	*11.020*	*2.354*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(444)	(718)	(274)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6.946)	(4.971)	1.975
Indebitamento finanziario netto	**10.285**	**11.387**	**1.102**

Il peggioramento della **posizione finanziaria netta** di 1.102 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (4.121 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2007 di 0,7 euro per azione (2.551 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione (2.359 milioni di euro); (iv) agli investimenti relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali (1.373 milioni di euro); (v) agli investimenti finanziari strumentali all'attività operativa (820 milioni di euro); (vi) all'acquisto di azioni proprie (778 milioni di euro). Tali fattori sono stati solo in parte compensati dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (11.173 milioni di euro).

■ Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il *"free cash flow"* cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti da operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc).

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2007	2008	Var. ass.
Utile netto	**6.600**	**6.745**	**145**
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.127	3.588	2.461
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(6)	3	9
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(5.197)	(5.481)	(284)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**2.524**	**4.855**	**2.331**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.421	183	(1.238)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	4.387	6.135	1.748
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**8.332**	**11.173**	**2.841**
Investimenti tecnici	(1.291)	(1.373)	(82)
Investimenti in partecipazioni, titoli	(3.877)	(4.159)	(282)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.335)	(820)	515
Dismissioni	611	48	(563)
Disinvestimenti finanziari strumentali all'attività operativa			
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(73)	55	128
Free cash flow	**2.367**	**4.924**	**2.557**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(2.596)	1.609	4.205
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	5.710	(632)	(6.342)
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.208)	(5.678)	(470)
Effetto delle fusioni	(3)	51	54
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**270**	**274**	**4**
Free cash flow	**2.367**	**4.924**	**2.557**
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.208)	(5.678)	(470)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(48)	(48)
Debiti e crediti finanziari società fuse	(3)	(300)	(297)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(2.844)**	**(1.102)**	**1.742**

■ Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	31.12.2007 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2007 Valori da schema riclassificato	31.12.2008 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			5.748		6.143
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.033		1.028
Attività immateriali			1.019		1.014
Partecipazioni	v. nota 10 "Partecipazioni"	23.540	23.545		26.720
Attività destinate alla vendita		5			
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa, composti da:			7.985		8.804
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	345		176	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	v. nota 11 "Altre attività finanziarie"	7.640		8.628	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(240)		(303)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	18		14	
- debiti per attività di investimento	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"	(258)		(317)	
Totale Capitale immobilizzato			**40.090**		**43.406**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.779		1.819
Crediti commerciali	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		7.737		8.608
Debiti commerciali	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"		(5.968)		(5.934)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			783		(371)
- passività per imposte sul reddito correnti		(103)		(687)	
- passività per altre imposte correnti		(973)		(1.179)	
- passività per imposte differite		(19)			
- attività per imposte sul reddito correnti		564		7	
- attività per altre imposte correnti		393		149	
- attività per imposte anticipate		322		1.683	
- altre attività non correnti		776		63	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	77		88	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"	(39)		(246)	
- altre passività (non correnti)	v. nota 23 "Altre passività non correnti"	(215)		(249)	
Fondi per rischi ed oneri			(2.855)		(3.255)
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:			(2.067)		(2.532)
- altri crediti	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	219		554	
- altre attività (correnti)		1.355		1.499	
-altre attività (non correnti)	v. nota 13 "Altre attività non correnti"	92		348	
- acconti e anticipi, altri debiti	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"	(487)		(838)	
- altre passività (correnti)		(2.794)		(1.778)	
- altre passività (non correnti)	v. nota 23 "Altre passività non correnti"	(452)		(2.317)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(591)**		**(1.665)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(288)**		**(305)**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**39.211**		**41.436**
Patrimonio netto			**28.926**		**30.049**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		8.508		11.020	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		158		217	
- passività finanziarie a breve termine		9.009		5.839	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		(444)		(718)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	(6.940)		(4.965)	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie non correnti"	(6)		(6)	
Totale Indebitamento finanziario netto			**10.285**		**11.387**
COPERTURE			**39.211**		**41.436**

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (milioni di euro)	31.12.2007		31.12. 2008	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**6.600**		**6.745**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.127		3.588
- ammortamenti	808		820	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	514		2.362	
- variazioni fondi per rischi e oneri	(169)		397	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(26)		9	
- plusvalenze nette su cessione di attività		(6)		3
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(5.197)		(5.481)
- dividendi	(5.499)		(5.692)	
- interessi attivi	(601)		(800)	
- interessi passivi	469		742	
- differenze cambio	9		(50)	
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	425		306	
- altre variazioni			13	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale d'esercizio		**2.524**		**4.855**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		1.421		183
- rimanenze	(113)		(107)	
- crediti commerciali e diversi	440		(681)	
- altre attività	(838)		(412)	
- debiti commerciali e diversi	(328)		509	
- altre passività	2.260		874	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		4.387		6.135
- dividendi incassati	5.498		5.693	
- interessi incassati	547		764	
- interessi pagati	(356)		(748)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.302)		426	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**8.332**		**11.173**
Investimenti tecnici:		(1.291)		(1.373)
- immobilizzazioni immateriali	(154)		(160)	
- immobilizzazioni materiali	(1.137)		(1.213)	
Investimenti in partecipazioni, titoli		(3.877)		(4.159)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:		(1.335)		(820)
- crediti finanziari strumentali	(1.323)		(819)	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(12)		(1)	
Dismissioni:		611		48
- immobilizzazioni immateriali				
- immobilizzazioni materiali	11		11	
- partecipazioni	604		38	
- in rami d'azienda	(4)		(1)	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		(73)		55
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(73)		55	
Free cash flow		**2.367**		**4.924**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(2.596)		1.609
- investimenti (disinvenstimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.596)		1.609	
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		5.710		(632)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine	4.784		2.554	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	926		(3.186)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(5.208)		(5.678)
- dividendi distribuiti	(4.583)		(4.910)	
- acquisto netto di azioni proprie	(625)		(768)	
Effetto delle fusioni		(3)		51
Flusso di cassa netto di periodo		**270**		**274**

COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

■ Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2008 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.
Coerentemente alle disposizioni Consob:
- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [a]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [b]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	768	18	345		1.131
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430	17	1.267	1.363 [c]	3.077
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	157				157
Paolo Andrea Colombo [d]	Consigliere	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Renzo Costi [e]	Consigliere	01.01 - 09.06		85				85
Dario Fruscio [f]	Consigliere	01.01 - 30.01		19				19
Paolo Marchioni	Consigliere	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Marco Pinto [e]	Consigliere	01.01 - 09.06	04.11	85				85
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	157				157
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	143				143
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	149				149
Francesco Taranto	Consigliere	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo [c]	Presidente	01.01 - 09.06		51			33 [g]	84
Ugo Marinelli	Presidente	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Filippo Duodo [e]	Sindaco effettivo	01.01 - 09.06		35			71 [h]	106
Roberto Ferranti [i]	Sindaco effettivo	10.06 - 31.12	04.11	44				44
Edoardo Grisolia [e] [i]	Sindaco effettivo	01.01 - 09.06		35				35
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	10.06 - 31.12	04.11	44				44
Tiziano Onesti	Sindaco effettivo	10.06 - 31.12	04.11	44			40 [l]	84
Riccardo Perotta [e]	Sindaco effettivo	01.01 - 09.06		35			32 [m]	67
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80			24 [n]	104
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01 - 31.07 [o]			1	2.294 [p]	3.825 [q]	6.120
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.08 - 31.12 [r]			1		268	269
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	856 [s]	710	1.567
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 31.12			2	268	565	835
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [t]					12	3.137	6.475 [u]	9.624
				2.617	**52**	**8.167**	**13.406**	**24.242**

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.
(b) Relativi alle *performance* realizzate nel 2007.
(c) Comprende il compenso fisso di 1.000.000 euro in qualità di Direttore Generale, le competenze e le indennità di 363.000 euro riferibili al rapporto di lavoro per il triennio 2005 - 2008, al netto delle indennità descritte nel paragrafo "Indennità di fine rapporto degli amministratori".
(d) Presidente del Collegio Sindacale fino al 9/6/2008 .
(e) Carica scaduta con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2007.
(f) Il 30 gennaio 2008 il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.
(g) Comprende il compenso e l'indennità di presenza per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
(h) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e Polimeri Europa, di Presidente del Collegio Sindacale del Cepav (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del Cepav (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
(i) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(l) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale dell'AGI e della Servizi Aerei.
(m) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA.
(n) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
(o) In carica fino al 31 luglio 2008.
(p) Comprende l'erogazione pro quota dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006, 2007 e 2008.
(q) Comprende le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.
(r) In carica dal 1° agosto 2008.
(s) Comprende l'erogazione degli incentivi di lungo termine attribuiti nel 2005 da Snam Rete Gas per la carica di Presidente della Società ricoperta fino al 23 dicembre 2005.
(t) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (otto dirigenti).
(u) Comprende le somme corrisposte a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro.

Incentivo monetario differito attribuito agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate governance" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato).
Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2008 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	1.023
Stefano Cao [a]	Direttore generale Divisione E&P	494
Claudio Descalzi [b]	Direttore generale Divisione E&P	215
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	385
Angelo Caridi	Direttore generale Divisione R&M	312
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [c]		1.732 [d]

(a) In carica fino al 31 luglio 2008.
(b) In carica dal 1° agosto 2008.
(c) Otto dirigenti.
(d) Comprende l'impegno attribuito da Saipem nei confronti di un dirigente con responsabilità strategiche in Eni dal 1° agosto 2008.

Stock grant e *stock option* attribuite agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2008 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono stati assegnati diritti.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		**Diritti esercitati nel corso dell'esercizio**		**Diritti decaduti nell'esercizio**	**Diritti detenuti alla fine dell'esercizio**	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale							
Stefano Cao [a]	Direttore Generale Div. E&P	16.000	8	16.000	21,563			
Claudio Descalzi [b]	Direttore Generale Div. E&P	6.900	8	6.900	21,563			
Domenico Dispenza	Direttore Generale Div. G&P	28.400 [c]	7	9.900	4,211	18.500		
Angelo Caridi	Direttore Generale Div. R&M	6.900	8	6.900	21,563			
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [d]		28.500	8	28.500	21,563			
		9.900 [e]	7	9.900	25,103			

(a) In carica fino al 31 luglio 2008.
(b) In carica dal 1° agosto 2008.
(c) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.
(d) Tre dirigenti.
(e) Azioni Saipem.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P		Direttore generale Divisione R&M		Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]	
Nome e cognome		Paolo Scaroni [b]	Stefano Cao [c]	Claudi Descalzi [d]	Domenico Dispenza		Angelo Caridi			
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:										
- numero opzioni		1.953.000	406.500	178.500	232.500	269.500 [e]	30.500	122.000 [f]	1.353.000	110.000 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	24,165	24,655	24,713	25,159	3,988	22,509	21,098	23,985	18,953
- scadenza media in mesi		63	62	62	60	61	67	60	61	56
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni		634.500	-	85.500	147.500		120.000	-	584.000	-
- prezzo di esercizio	(euro)	22,540	-	22,540	22,540		22,540	-	22,540	-
- scadenza media in mesi		72	-	72	72		72	-	72	-
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni		-	-	-	-	127.500 [e]	-	-	68.500	29.500 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	-	-	-	3,530	-	-	16,576	11,881
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	-	-	-	4,095	-	-	23,996	24,541
Opzioni decadute in corso d'esercizio:										
- numero opzioni			206.375	-	-	-	-	-	167.550	-
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:										
- numero opzioni		2.587.500	200.125	264.000	380.000	142.000 [e]	150.500	122.000 [f]	1.700.950	80.500 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,767	24,060	24,009	24,142	4,399	22,534	21,098	23,670	21,545
- scadenza media in mesi		55	51	55	56	54	65	48	55	48

(a) Otto dirigenti.
(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente nel 2006 all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro; nel 2007 all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro.
(c) In carica fino al 31 luglio 2008.
(d) In carica dal 1° agosto 2008.
(e) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.
(f) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.
(g) Opzioni su azioni Saipem.

■ Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento di 134.139,23 euro calcolato pro rata a partire dall'11 giugno 2008[1]. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle *performance* del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

(1) Nel corso dell'esercizio è stata corrisposta l'indennità relativa alla conclusione del mandato 2005-2008 pari a 644.179,60 euro.

■ Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti.
Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2008 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno.
Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2007	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2008
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	32.299	26.250		58.549
Paolo Andrea Colombo [a]	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Renzo Costi [b]	Eni SpA	1.317	1.923	1.303	1.937
	Saipem SpA	127	1.259	993	393
	Snam Rete Gas SpA	553	2.854	3.407	
Dario Fruscio [c]	Saipem SpA	3.000			3.000
	Snam Rete Gas SpA	10.000			10.000
Mario Resca	Eni SpA		3.400	3.400	
Francesco Taranto [d]	Eni SpA	500			500
Collegio sindacale					
Filippo Duodo [b]	Eni SpA	2.000			2.000
Roberto Ferranti [d]	Eni SpA	1.000			1.000
	Snam Rete Gas SpA	1.000			1.000
Edoardo Grisolia [b]	Eni SpA	200			200
Direttori generali					
Stefano Cao [e]	Eni SpA	121.925	16.000 [f]		137.925
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Angelo Caridi	Eni SpA	31.695	8.900 [g]		40.595
	Snam Rete Gas SpA	42.269			42.269
Claudio Descalzi [h]	Eni SpA	17.555	6.900 [f]		24.455
Domenico Dispenza	Eni SpA	99.715			99.715
	Snam Rete Gas SpA	16.400	137.400 [i]		153.800
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [l]	Eni SpA	114.833	97.700 [m]	64.713	147.820
	Saipem SpA		39.400 [n]	39.400	
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200

(a) In carica dal 10 giugno 2008; è stato Presidente del Collegio Sindacale fino al 9 giugno 2008.
(b) In carica fino al 9 giugno 2008.
(c) In carica fino al 30 gennaio 2008.
(d) In carica dal 10 giugno 2008.
(e) In carica fino al 31 luglio 2008.
(f) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant*.
(g) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (6.900).
(h) In carica dal 1° agosto 2008.
(i) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (9.900) e sulle *stock option* (127.500).
(l) Sei dirigenti.
(m) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (28.500) e sulle *stock option* (68.500).
(n) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (9.900) e sulle *stock option* (29.500).

■ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria.
Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti [1] di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile[2].

Di seguito sono descritti i piani di *stock grant* e di *stock option* in essere.

Stock grant

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,162% del capitale sociale) da attribuire nel triennio 2003-2005 ai dirigenti, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.
Il Piano di *stock grant* 2003-2005 prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie entro il 45° giorno successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o entro il 45° giorno successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario. L'impegno di Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.
Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.
Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha deliberato negli anni 2003, 2004 e 2005 le attribuzioni delle *stock grant* e i relativi Regolamenti.

La sintesi degli impegni assunti nel periodo 2003-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Numero azioni
anno 2003	816	1.206.000
anno 2004	779	1.035.600
anno 2005	872	1.303.400
		3.545.000

1) Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.
2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

Al 31 dicembre 2008, in attuazione del piano suddetto, sono state complessivamente assegnate n. 3.498.700 azioni e sono decaduti n. 46.300 impegni.
A seguito dell'avvenuto esercizio/decadimento di tutti i diritti assegnati, si è concluso il piano di *stock grant* sostituito nel 2006 con quello di incentivazione monetaria differita.
L'evoluzione nel 2007 e nel 2008 del piano di *stock grant* è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2007		**2008**	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	1.873.600	25,520	902.800	25,120
Nuovi diritti assegnati	-	-		-
Diritti esercitati nel periodo	(966.000)	24,652	(893.400)	21,832
Diritti decaduti nel periodo	(4.800)	26,972	(9.400)	22,683
Diritti esistenti al 31 dicembre	902.800	25,120	-	-
di cui esercitabili al 31 dicembre	68.100	25,120	-	-

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico.
I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.
Il regime fiscale delle opzioni, per i soggetti residenti in Italia, prevede che la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio e il relativo prezzo di esercizio concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo stato estero di residenza.

PIANI 2002-2004 e 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal Piano di *stock grant* 2003-2005).
Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati.
Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.
Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2002	314	15,216 [a]	3.518.500
anno 2003	376	13,743 [b]	4.703.000
anno 2004	381	16,576 [a]	3.993.500
anno 2005	388	22,512 [c]	4.818.500
			17.033.500

(a) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(b) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota 1).
(c) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2008, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 11.928.000 opzioni, decadute n. 349.000 opzioni e in essere n. 4.756.500 opzioni.

PIANO 2006-2008

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di *stock option* 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano.

Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base di criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano, entro la fine dell'anno in cui si conclude il *vesting period*, il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il *vesting period*, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2006-2008 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2006	338	23,119 [a]	7.050.000
anno 2007	333	27,451 [b]	6.128.500
anno 2008	346	22,540 [b]	7.415.000
			20.593.500

(a) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(b) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2008, in attuazione del piano suddetto, risultano complessivamente esercitate n. 85.900 opzioni, decadute n. 1.706.675 opzioni e in essere n. 18.800.925 opzioni.

L'evoluzione nel 2007 e 2008 dei piani di *stock option* è la seguente:

	2007			2008		
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**
Nuovi diritti assegnati	6.128.500	27,451	27,447	7.415.000	22,540	22,538
Diritti esercitati nel periodo	(3.028.200)	16,906	25,338	(582.100)	17,054	24,328
Diritti decaduti nel periodo	(691.075)	24,346	24,790	(975.100)	24,931	19,942
Diritti esistenti al 31 dicembre	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**2.292.125**	**18,440**	**25,120**	**5.184.250**	**21,263**	**16,556**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

■ Azioni proprie e di società controllanti

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (359 milioni di azioni). Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2008 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	**Numero azioni**	**Costo medio** (euro)	**Costo complessivo** (milioni di euro)	**Capitale sociale** (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966	1.034	1,18
anno 2006	53.125.491	23,354	1.241	1,33
anno 2007	27.559.339	24,694	680	0,69
anno 2008	35.904.735	21,672 [a]	778	0,90
	398.466.853	**17,495**	**6.971**	**9,95**
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di *stock grant* 2003, 2004 e 2005	(3.498.700)			
- vendute in applicazione dei piani di *stock option* 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006	(12.013.900)			
Azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2008 [b]	**382.954.240**			

(a) Nel 2008 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 21,297 euro.
(b) Per un valore di libro di 6.757 milioni di euro.

Dalla data di inizio del programma alla data dell'assemblea, erano state acquistate 373.255.547 azioni proprie, pari al 9,32% del capitale sociale, per il corrispettivo di circa 6,4 miliardi di euro (in media 17,232 euro per azione) pari all'86,92% dell'ammontare massimo di 7,4 miliardi di euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 34 delle Note al bilancio di esercizio.

Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio di esercizio.

Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n.196.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che l'Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici di circa 720 milioni di euro.
L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas e ad olio nell'area appenninica. L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione, in particolare con interventi di *sidetrack/infilling* dei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri.
Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Mezzocolle, Annamaria e Capparuccia con avvio della produzione atteso nel 2009 e l'inizio dei progetti Longanesi, Agosta, Guendalina, Colle Sciarra con avvio della produzione atteso nel 2010.
La produzione di idrocarburi nel 2009 è attesa in flessione di circa il 4,0% a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi di gas e di ritardi autorizzativi sulle programmate attività di contrasto del declino produttivo (allacciamento pozzi/*sidetrack/infilling*).

Divisione Gas & Power

L'impegno per la crescita sul mercato europeo del gas è articolato su più azioni: (i) tenuta della quota di mercato e difesa della *leadership* in Italia nonostante la flessione della domanda e l'azione della concorrenza; (ii) crescita della posizione sui mercati attrattivi come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (iii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del gas *equity*.
Inoltre per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali puntano all'incremento delle opzioni di vendita e allo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico (*Dual offer*) rivolta sia ai clienti residenziali che a quelli *business*; a tal fine strumenti di supporto alla forza vendita (*Customer care*, *Call center*, portali dedicati) diventano fondamentali per rafforzare il rapporto con il mercato e migliorare il grado di conoscenza e di apprezzamento dei servizi innovativi nel settore dell'energia.
La Divisione perseguirà inoltre l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.
Nel 2009 le vendite di gas in Europa (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previste in linea rispetto ai risultati 2008 (66,24 miliardi di metri cubi nel 2008), con un diverso andamento tra vendite in Italia e all'estero. Infatti all'estero è previsto un incremento per effetto dello sviluppo dell'azione commerciale in particolare nei mercati *target*, mentre in Italia è prevista una riduzione per effetto dell'intensificarsi della pressione competitiva e del calo della domanda a fronte della recessione economica.
Le vendite di energia elettrica sono previste in aumento rispetto al 2008 (28,94 TWh nel 2008) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione e delle maggiori disponibilità di energia elettrica.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici di circa 630 miliardi di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sannazzaro e di Taranto; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.
Le lavorazioni in conto proprio sono previste in aumento rispetto al 2008 (30,39 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della migliore *performance* programmata delle raffinerie di Taranto e Gela.
Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete sono previste in flessione rispetto al 2008 (8,81 milioni di tonnellate nel 2008) in relazione alle previsioni di calo della domanda di carburanti.

eni
Bilancio di esercizio
2008

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2007 Totale	31.12.2007 di cui verso parti correlate	31.12.2008 Totale	31.12.2008 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	444.365.081		718.058.527	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita		202.577			
Crediti commerciali e altri crediti:	(2)	15.335.876.885	*8.905.092.871*	14.402.775.430	*7.367.803.872*
- crediti finanziari		*7.285.116.416*		*5.140.456.625*	
- crediti commerciali e altri crediti		*8.050.760.469*		*9.262.318.806*	
Rimanenze	(3)	1.779.414.930		1.819.407.811	
Attività per imposte sul reddito correnti	(4)	563.782.930		7.397.169	
Attività per altre imposte correnti	(5)	393.496.571		149.433.910	
Altre attività	(6)	1.355.340.265	*928.153.609*	1.499.005.395	*932.722.975*
		19.872.479.239		**18.596.078.242**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(7)	5.748.070.184		6.142.811.018	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	2.032.496.138		1.027.841.428	
Attività immateriali	(9)	1.018.789.254		1.014.560.255	
Partecipazioni	(10)	23.539.992.308		26.720.323.944	
Altre attività finanziarie	(11)	7.645.568.768	*7.616.521.794*	8.633.794.261	*8.613.783.161*
Attività per imposte anticipate	(12)	322.099.697		1.683.017.037	
Altre attività	(13)	867.827.268		411.594.591	*280.091.619*
		41.174.843.617		**45.633.942.534**	
Attività destinate alla vendita		4.961.281			
TOTALE ATTIVITÀ		**61.052.284.137**		**64.230.020.776**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(14)	9.008.552.596	*5.311.411.153*	5.839.143.446	*3.536.441.118*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(15)	158.419.899		217.084.197	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	6.751.505.570	*3.253.257.186*	7.334.658.487	*3.013.053.267*
Passività per imposte sul reddito correnti	(17)	103.084.819		687.167.704	
Passività per altre imposte correnti	(18)	973.407.890		1.178.581.389	
Altre passività	(19)	2.794.317.431	*428.091.449*	1.778.409.687	*1.031.155.477*
		19.789.288.205		**17.035.044.910**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(20)	8.507.778.394		11.019.581.234	*272.260.000*
Fondi per rischi e oneri	(21)	2.854.889.386		3.255.179.517	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	288.362.011		305.008.074	
Passività per imposte differite		18.906.539			
Altre passività	(23)	666.676.372	*227.826.733*	2.566.142.826	*712.173.606*
		12.336.612.702		**17.145.911.651**	
TOTALE PASSIVITÀ		**32.125.900.907**		**34.180.956.561**	
PATRIMONIO NETTO	(24)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		25.559.988.033		27.455.522.705	
Utile dell'esercizio		6.599.897.011		6.744.606.179	
Acconto sul dividendo		(2.198.599.025)		(2.358.640.337)	
Azioni proprie		(5.999.363.788)		(6.756.885.331)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**28.926.383.230**		**30.049.064.215**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**61.052.284.137**		**64.230.020.776**	

Conto economico

(euro)	Note	2007 Totale	2007 *di cui verso parti correlate*	2008 Totale	2008 *di cui verso parti correlate*
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		47.810.192.123	*11.041.867.394*	47.671.153.015	*10.569.321.359*
Altri ricavi e proventi		168.280.284		207.511.779	
Totale ricavi		**47.978.472.407**		**47.878.664.794**	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27)	(42.706.746.895)	*(19.370.747.669)*	(44.142.767.908)	*(22.973.939.502)*
- di cui non ricorrenti		*(11.000.000)*		*20.880.000*	
Costo lavoro		(949.609.571)		(1.032.703.795)	
- di cui non ricorrenti		*31.719.335*			
Ammortamenti e svalutazioni		(863.105.549)		(1.121.502.682)	
UTILE OPERATIVO		**3.459.010.392**		**1.581.690.409**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI [a]	(28)				
Proventi finanziari		2.526.137.977	*1.075.167.247*	4.766.012.225	*728.698.254*
Oneri finanziari		(2.439.777.288)	*(641.489.704)*	(4.631.614.010)	*(240.579.286)*
Strumenti derivati		(1.473.100.605)	*684.061.431*	527.349.000	*(323.991.708)*
		(1.386.739.916)		**661.747.215**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(29)	**4.952.566.058**		**4.806.586.763**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**7.024.836.534**		**7.050.024.388**	
Imposte sul reddito	(30)	(424.939.523)		(305.418.208)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**6.599.897.011**		**6.744.606.179**	
Utile per azione semplice	(33)	1,80		1,85	

(a) Con riferimento allo schema di conto economico, ai fini di una migliore rappresentazione, gli oneri e proventi finanziari sono esposti indicando distintamente i proventi, gli oneri e la gestione degli strumenti derivati; in coerenza i dati relativi al 31 dicembre 2007 sono stati riclassificati.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2006	**4.005**	**10.072**	**959**	**(5.374)**	**7.262**	**29**	**6.371**	**(2.210)**	**5.821**	**26.935**
Utile dell'esercizio									**6.600**	**6.600**
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2007 (0,60 euro per azione)								(2.199)		(2.199)
Attribuzione del dividendo residuo 2006 (0,65 euro per azione)								2.210	(4.594)	(2.384)
Destinazione utile residuo 2006							1.227		(1.227)	
Acquisto azioni proprie				(680)						(680)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		35		55	(55)		11			46
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							9			9
		35		**(625)**	**(55)**		**1.247**	**11**	**(5.821)**	**(5.208)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Liberazione riserve non distribuibili						(2)	2			
Avanzo di fusione Eni Portugal Investment SpA							444			444
Avanzo di fusione Enifin SpA		1					143			144
Avanzo di fusione Siciliana Gas Clienti SpA							15			15
Disavanzo di fusione Napoletana Gas Clienti SpA							(22)			(22)
Costo di competenza *stock option* e *stock grant* assegnate							18			18
		1				**(2)**	**600**			**599**
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**10.108**	**959**	**(5.999)**	**7.207**	**27**	**8.218**	**(2.199)**	**6.600**	**28.926**
Utile dell'esercizio									6.745	6.745
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2008 (0,65 euro per azione)								(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo residuo 2007 (0,70 euro per azione)								2.199	(4.750)	(2.551)
Destinazione utile residuo 2007							1.850		(1.850)	
Acquisto azioni proprie				(778)						(778)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		13		20	(20)		(1)			12
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							2			2
		13		**(758)**	**(20)**		**1.851**	**(160)**	**(6.600)**	**(5.674)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Liberazione riserve non distribuibili						(27)	27			
Avanzo di fusione Praoil Oleodotti Italiani SpA							39			39
Avanzo di fusione AgipFuel SpA							4			4
Costo di competenza *stock option* e *stock grant* assegnate							18			18
Altre variazioni							(9)			(9)
						(27)	79			61
Saldi al 31 dicembre 2008	**4.005**	**10.121**	**959**	**(6.757)**	**7.187**		**10.148**	**(2.359)**	**6.745**	**30.049**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Utile dell'esercizio	6.600	6.745
Ammortamenti	808	820
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	514	2.362
Variazioni fondi per rischi e oneri	(169)	397
Variazione fondo benefici per i dipendenti	(26)	9
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(6)	3
Dividendi	(5.499)	(5.692)
Interessi attivi	(601)	(800)
Interessi passivi	469	742
Differenze cambio non realizzate	9	(50)
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	425	306
Altre variazioni		13
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	*2.524*	*4.855*
Variazioni:		
- rimanenze	(113)	(107)
- crediti commerciali e altri	440	(681)
- altre attività	(838)	(412)
- debiti commerciali e altri	(328)	509
- altre passività	2.260	874
Flusso di cassa del risultato operativo	*3.945*	*5.038*
Dividendi incassati	5.498	5.693
Interessi incassati	547	764
Interessi pagati	(356)	(748)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.302)	426
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**8.332**	**11.173**
di cui flusso di cassa netto da attività di esercizio verso parti correlate	*(3.030)*	*(5.697)*
Investimenti:		
- immobilizzazioni materiali	(1.137)	(1.213)
- immobilizzazioni immateriali	(154)	(160)
- partecipazioni	(3.877)	(4.159)
- titoli		
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.323)	(819)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(73)	55
- acquisto rami d'azienda al netto della cassa	(12)	(1)
Flusso di cassa degli investimenti	*(6.576)*	*(6.297)*
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	11	11
- immobilizzazioni immateriali		
- partecipazioni	604	38
- cessione rami d'azienda	(4)	(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*611*	*48*
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(5.965)**	**(6.249)**
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	*5.287*	*(4.382)*
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	4.784	2.554
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	926	(3.186)
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	(2.596)	1.609
Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(4.583)	(4.910)
Acquisto e vendita di azioni proprie	(625)	(768)

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2007	Esercizio 2008
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(2.094)**	**(4.701)**
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	*(4.977)*	*(1.501)*
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, acquisizioni rami, etc...)	**(641)**	**51**
Flusso di cassa netto del periodo	**(368)**	**274**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo	**812**	**444**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo	**444**	**718**

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio coincidono con quelli emanati dallo IASB in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.
Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, queste sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. L'assegnazione di *stock option* a dipendenti di imprese controllate comporta la rilevazione, lungo il *vesting period*, di una contribuzione in misura pari al *fair value* dei diritti di opzione assegnati; la contribuzione è rilevata ad incremento del valore di libro delle partecipazioni controllate in contropartita alle riserve di patrimonio netto. In presenza di eventi che fanno presumere una riduzione di valore, la recuperabilità del valore di iscrizione è verificata confrontando quest'ultimo con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'*asset*. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la società è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".
Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico, se possedute per attività di *trading*, ovvero alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; in quest'ultima fattispecie la riserva è imputata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.
Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

■ Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[1].
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

(1) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

■ Note al bilancio di esercizio

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le *disponibilità liquide ed equivalenti* ammontano a 718 milioni di euro (444 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente (710 milioni di euro) connessi sia alla gestione degli incassi e pagamenti sia all'accentramento dei flussi finanziari del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 2,66%.

2 Crediti commerciali e altri crediti

I *crediti commerciali* e *altri crediti* di 14.403 milioni di euro (15.336 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti commerciali	**7.737**	**8.608**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	345	176
- non strumentali all'attività operativa	6.940	4.964
	7.285	**5.140**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	18	14
- altri	296	641
	314	**655**
	15.336	**14.403**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 348 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2007); le svalutazioni e le riprese di valore rilevate nell'esercizio sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Crediti commerciali	249	89	(24)	(6)	308
Altri crediti diversi e finanziari	19	15		6	40
	268	**104**	**(24)**		**348**

I crediti commerciali di 8.608 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica (5.980 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (2.272 milioni di euro). I crediti riguardano crediti verso clienti (6.990 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (1.457 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (161 milioni di euro).
I crediti commerciali e altri crediti scaduti e non svalutati si analizzano come segue:

	31.12.2008		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	6.426	635	7.061
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.142		1.142
Crediti scaduti e non svalutati:			
- da 0 a 3 mesi	*638*	*20*	*658*
- da 3 a 6 mesi	*137*		*137*
- da 6 a 12 mesi	*145*		*145*
- oltre 12 mesi	*120*		*120*
	1.040	20	1.060
	8.608	**655**	**9.263**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 176 milioni di euro diminuiscono di 169 milioni di euro e riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate, in particolare verso EniPower SpA (55 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (53 milioni di euro), Ecofuel SpA (37 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (23 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 4.964 milioni di euro (6.940 milioni di euro al 31 dicembre 2007) diminuiscono di 1.976 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.009 milioni di euro), Italgas SpA (663 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (595 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (536 milioni di euro), Saipem SpA (508 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (465 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (354 milioni di euro), Serfactoring SpA (139 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (131 milioni di euro), Saipem SA (109 milioni di euro).

Gli altri crediti di 655 milioni di euro (314 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Acconti per servizi e forniture	62	88
Crediti verso *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	70	83
Anticipi al personale	20	22
Altri crediti	162	462
	314	**655**

Gli altri crediti di 462 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co Ltd del contratto di *leasing* di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (264 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (44 milioni di euro) e per IVA (44 milioni di euro); (iii) crediti per contributi a fondo perduto (14 milioni di euro).
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.
Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

3 Rimanenze

Le *rimanenze* di 1.819 milioni di euro (1.779 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Materie prime, sussidiarie e di consumo	273	150
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	48	27
Lavori in corso su ordinazione	12	17
Prodotti finiti e merci	1.446	1.625
	1.779	**1.819**

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 311 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2007), come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Materie prime, sussidiarie e di consumo	8	48	(2)		54
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		25			25
Prodotti finiti e merci		232			232
	8	**305**	**(2)**		**311**

Al 31 dicembre 2008 le rimanenze sono costituite principalmente:
- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (124 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafte in deposito presso le raffinerie (27 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (1.141 milioni di euro) e da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (484 milioni di euro).

4 Attività per imposte sul reddito correnti

Le *attività per imposte sul reddito correnti* di 7 milioni di euro (564 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
IRES	523	
IRAP	35	1
Altre	6	6
	564	**7**

Il decremento delle attività per imposte sul reddito rispetto all'esercizio precedente di 557 milioni di euro è determinato essenzialmente dalla circostanza che le imposte IRES ed IRAP dovute per il periodo 2008 risultano superiori rispetto agli acconti d'imposta calcolati con riferimento al periodo precedente.

5 Attività per altre imposte correnti

Le *attività per altre imposte correnti* di 149 milioni di euro (393 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Amministrazione finanziaria italiana:		
- Imposte di consumo	312	80
- IVA	52	36
- Accise	15	18
- Altre imposte indirette	11	15
	390	**149**
Amministrazioni finanziarie estere	3	
	393	**149**

La diminuzione delle imposte di consumo di 232 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla circostanza che nel 2007 sono stati versati acconti in misura superiore al debito successivamente accertato a seguito della riduzione dei ricavi di vendita gas fatturati ai clienti finali in Italia nel 2007.

6 Altre Attività

Le *altre attività* di 1.499 milioni di euro (1.355 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.257	1.388
Altre attività	98	111
	1.355	**1.499**

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 1.388 milioni di euro (1.257 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizza come segue:

	31.12.2007		31.12.2008	
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Currency swap	132	9.365	521	11.272
Outright	80	2.233	292	3.320
Interest currency swap	174	1.255	224	1.345
Currency Option	2		8	
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	122	4.790	163	4.942
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	216	519	42	358
Altre	531	1.374	138	1.559
	1.257	**19.536**	**1.388**	**22.796**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività comprendono principalmente oneri pluriennali relativi a noleggi e locazioni (64 milioni di euro) e i certificati verdi (17 milioni di euro), acquistati per adempiere alle disposizioni del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli *immobili, impianti e macchinari* di 6.143 milioni di euro (5.748 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Incrementi per fusioni-operazioni su rami d'azienda e scissioni	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2007									
Terreni	155		1			1	**157**	157	
Fabbricati	198		1	(20)		13	**192**	602	410
Impianti e macchinari	3.943			(661)	(3)	351	**3.630**	14.338	10.708
Attrezzature industriali e commerciali	28		5	(13)		5	**25**	231	206
Altri beni	73		12	(23)		8	**70**	389	319
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.110		1.118			(554)	**1.674**	1.674	
	5.507		**1.137**	**(717)**	**(3)**	**(176)**	**5.748**	**17.391**	**11.643**
31.12.2008									
Terreni	157	2			(1)	1	**159**	159	
Fabbricati	192	14		(35)	(1)	25	**195**	647	452
Impianti e macchinari	3.630	110	132	(738)	(9)	454	**3.579**	15.056	11.477
Attrezzature industriali e commerciali	25	1	13	(16)		5	**28**	247	219
Altri beni	70	4	17	(28)		14	**77**	441	364
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.674	21	1.051	(136)		(505)	**2.105**	2.233	128
	5.748	**152**	**1.213**	**(953)**	**(11)**	**(6)**	**6.143**	**18.783**	**12.640**

I *terreni* (159 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.
I *fabbricati* (195 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non *oil* della rete di distribuzione.
Gli *impianti e macchinari* (3.579 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.646 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (696 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (503 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (395 milioni di euro).
Le *attrezzature industriali e commerciali* (28 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non *oil* della rete di distribuzione carburanti.
Gli *altri beni* (77 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.
Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (2.105 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.
Gli investimenti di 1.213 milioni di euro (1.137 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.
Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 4,61%.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-35
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	8-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	4-20

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Conseguentemente il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi.

I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC post imposte utilizzato ai fini della determinazione delle svalutazioni è compreso tra l' 8,5% e il 12,5%. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nell'ambito della Divisione Refining & Marketing i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) gli impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici dell'impianto (bassa complessità ed elevati costi di struttura) (175 milioni di euro); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito (119 milioni di euro).

Le altre variazioni di 6 milioni di euro riguardano essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta essenzialmente alla revisione dei tassi di sconto. La voce accoglie la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (505 milioni di euro).

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 17 milioni di euro, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 4 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 4 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	8.460	8.900
- Gas & Power	102	111
- Refining & Marketing	8.757	9.635
- Corporate	72	137
	17.391	**18.783**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	5.762	6.104
- Gas & Power	38	41
- Refining & Marketing	5.807	6.422
- Corporate	36	73
	11.643	**12.640**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.698	2.796
- Gas & Power	64	70
- Refining & Marketing	2.950	3.213
- Corporate	36	64
	5.748	**6.143**

8 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le *rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo* di 1.028 milioni di euro (2.033 milioni di euro al 31 dicembre 2007) includono 4,9 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R. n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.
La diminuzione di 1.005 milioni di euro è relativa al minor valore delle giacenze di greggio e di prodotti petroliferi per effetto della diminuzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi del 2008.

9 Attività immateriali

Le *attività immateriali* di 1.014 milioni di euro (1.019 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Incrementi per fusioni-operazioni su rami d'azienda e scissioni	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2007									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			96	(96)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell' ingegno	22		22	(26)		34	**52**	552	500
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	185			(18)		6	**173**	435	262
- Immobilizzazioni in corso e acconti	37		36		(1)	(39)	**33**	33	
- Altre attività immateriali	28	21		(4)	(1)		**44**	128	84
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	676	42		(2)		1	**717**	783	66
	948	**63**	**154**	**(146)**	**(2)**	**2**	**1.019**	**2.069**	**1.050**
31.12.2008									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			117	(117)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell' ingegno	52	4	23	(34)		17	**62**	605	543
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	173		3	(11)			**165**	446	281
- Immobilizzazioni in corso e acconti	33	1	17			(19)	**32**	32	
- Altre attività immateriali	44	2		(4)		(2)	**40**	131	91
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	717			(2)			**715**	790	75
	1.019	**7**	**160**	**(168)**		**(4)**	**1.014**	**2.142**	**1.128**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (117 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 62 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del *software* tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di *software* per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 2,5 % al 33%.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 165 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (144 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario di altri campi. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (*UOP*) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 32 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di *software* tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre attività immateriali* di 40 milioni di euro riguardano principalmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa, connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri (18 milioni di euro).

L'*avviamento* di 715 milioni di euro riguarda essenzialmente il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (656 milioni di euro), nonché l'avviamento rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.

L'avviamento rilevato è attribuito alle *cash generating unit* ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'operazione straordinaria. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando

i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power agli specifici WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 7,5%.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzera al verificarsi delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 20% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 20% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 1,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 2%.

Gli investimenti di 160 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (117 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	694	709
- Gas & Power	805	806
- Refining & Marketing	446	481
- Corporate	124	146
	2.069	**2.142**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	470	494
- Gas & Power	79	80
- Refining & Marketing	403	437
- Corporate	98	117
	1.050	**1.128**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	224	215
- Gas & Power	726	726
- Refining & Marketing	43	44
- Corporate	26	29
	1.019	**1.014**

10 Partecipazioni

Le partecipazioni di 26.720 milioni di euro (23.540 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Variazione per fusione	Interventi sul capitale	Acquisizione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2007									
Partecipazioni in:									
- imprese controllate	20.356	(1.045)	3.702	175	(549)	(565)	22.074	31.532	9.458
- imprese collegate e a controllo congiunto	724	780				(44)	1.460	1.490	30
- altre imprese	6						6	6	
	21.086	**(265)**	**3.702**	**175**	**(549)**	**(609)**	**23.540**	**33.028**	**9.488**
31.12.2008									
Partecipazioni in:									
- imprese controllate	22.074	(50)	4.062	89	(899)	(22)	25.254	35.610	10.356
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.460					(1)	1.459	1.490	31
- altre imprese	6					1	7	7	
	23.540	**(50)**	**4.062**	**89**	**(899)**	**(22)**	**26.720**	**37.107**	**10.387**

Le variazioni per fusione (50 milioni di euro) riguardano l'annullamento del valore di iscrizione della partecipazione in Praoil Oleodotti Italiani SpA (74 milioni di euro) e in AgipFuel SpA (3 milioni di euro) a seguito delle fusioni per incorporazione e l'iscrizione della partecipazione in AgipFuel Nord SpA (27 milioni di euro), quale attività rinveniente dalla fusione di AgipFuel SpA.

Gli interventi sul capitale (4.062 milioni di euro) riguardano essenzialmente Eni Gas & Power Belgium SA (2.766 milioni di euro), Eni Coordination Center SA (639 milioni di euro) e Eni International BV (571 milioni di euro).

Le acquisizioni (89 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'acquisto da Eni International BV dei diritti di opzione relativi all'aumento del capitale sociale di un miliardo di dollari USA dell'Eni Coordination Center SA (87 milioni di euro).

Le rettifiche di valore (899 milioni di euro) riguardano in particolare la svalutazione di Polimeri Europa SpA (337 milioni di euro), di Syndial SpA (312 milioni di euro), di Eni Angola SpA (138 milioni di euro) e di Ieoc SpA (74 milioni di euro).

Le altre variazioni di 22 milioni di euro riguardano essenzialmente la distribuzione di riserve da parte della Tecnomare SpA (25 milioni di euro).

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2008, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2007	Saldo netto al 31.12.2008 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	14	12	(2)
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	100,000	2	2	2	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	4	3	3	
Agip Fuel SpA	100,000	3			
Agip Fuel Nord SpA	100,000		27	28	1
Agip Rete SpA	100,000	27	27	40	13
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	50,000			...	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	14	14	10	(4)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	238	190
Eni Angola SpA [1]	100,000	396	258	258	
Eni Coordination Center SA	33,610		726	808	82
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	8	5
Eni East Africa SpA	100,000	13	2	2	
Eni Gas & Power Belgium SA [1]	100,000		2.766	2.762	(4)
Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000		1	1	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	100,000	6	6	26	20
Eni Hellas SpA	100,000	192	191	200	9
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	201	101
Eni International Bank Ltd (in liquidazione)	99,998	43	43	50	7
Eni International BV	100,000	6.849	7.420	22.977	15.557
Eni International Resources Ltd	99,998		...	3	3
Eni Investments Plc	99,999	3.492	3.492	3.039	(453)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	172	39
Eni Medio Oriente SpA	100,000	...	7	7	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	982	985	1.029	44
EniPower SpA	100,000	955	956	1.139	183
Eni Timor Leste SpA	100,000	18	8	8	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	250	282	310	28
EniServizi SpA [2]	100,000	14	15	15	
Hotel Assets Ltd	100,000	11	10	10	
Ieoc SpA [1]	100,000	138	96	96	
Immobiliare Est SpA [1]	100,000	19	19	19	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	75	75	23	(52)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	419	134
Polimeri Europa SpA	100,000	1.468	1.132	1.132	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,000	74			
Raffineria di Gela SpA	100,000	123	123	138	15
Saipem SpA [3]	42,913	182	182	374	192
Servizi Aerei SpA	100,000	36	36	38	2
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA [4]	50,035	1.991	1.991	1.772	(219)
Società Finanziamenti idrocarburi - Sofid SpA	99,612	241	241	243	2
Società Italiana per il Gas - Italgas SpA	100,000	2.015	2.016	2.167	151

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2007	Saldo netto al 31.12.2008 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Società Oleodotti Meridionali SpA	70,000	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	36	34	34	
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	100,000	1.136	1.136	936	(200)
Syndial SpA (1)	99,999	397	85	115	30
Tecnomare SpA	100,000	43	18	21	3
Tigàz Zrt	50,000	116	116	288	172
Toscana Energia Clienti SpA	61,450	34	34	39	5
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	66	15
Totale imprese controllate		**22.074**	**25.254**		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
Acam Clienti SpA	48,999	6	6	5	(1)
Distribudora de Gas del Centro SA	31,350	60	60	32	(28)
Galp Energia SGPS SA (5)	33,340	780	780	862	82
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	13	(5)
Promgas SpA	50,000			7	7
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	128	2
Setgas SA	21,870	2	2	6	4
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	40	15
Uniòn Fenosa Gas SA	50,000	442	442	499	57
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl (1)	2,815	1			
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		**1.460**	**1.459**		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		**23.534**	**26.713**		

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.
(2) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.
(3) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2008 (11,6388 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 2.204 milioni di euro.
(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2008 (3,9649 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.881 milioni di euro.
(5) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2008 (7,18 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 1.985 milioni di euro.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali e dal valore di mercato, se società quotata, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Eni Gas & Power Belgium SA, il cui valore di iscrizione di 2.766 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Eni Investments Plc, il cui valore di iscrizione di 3.492 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 453 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 52 milioni di euro;
- Snam Rete Gas SpA, il cui valore di iscrizione di 1.991 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 219 milioni di euro;
- Stoccaggi Gas Italia SpA, il cui valore di iscrizione di 1.136 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 200 milioni di euro;
- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;

- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 28 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 5 milioni di euro.

11 Altre attività finanziarie

Le *altre attività finanziarie* di 8.634 milioni di euro (7.646 milioni di euro al 31 dicembre 2007), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	7.620	8.608
- non strumentali all'attività operativa	6	6
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	7.646	**8.634**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 8.608 milioni di euro aumentano di 988 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (5.214 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (806 milioni di euro), Italgas SpA (538 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (485 milioni di euro), EniPower SpA (437 milioni di euro), Saipem SpA (403 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (306 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (185 milioni di euro), Società EniPower Ferrara Srl (141 milioni di euro).
I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985.
Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".
La scadenza delle altre attività finanziarie al 31 dicembre 2008 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo[a]	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre i cinque anni
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	176	5.106	3.502
- non strumentali all'attività operativa	4.964		6
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa			20
	5.140	**5.106**	**3.528**

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 2 "Crediti commerciali e altri crediti".

12 Attività per imposte anticipate

Le *attività per imposte anticipate* di 1.683 milioni di euro sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2007 (a)	31.12.2008
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.248	1.952
Imposte sul reddito differite IRES	(926)	(378)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	94	131
Imposte sul reddito differite IRAP	(113)	(22)
	303	**1.683**

(a) Al 31 dicembre 2007, il valore netto della fiscalità anticipata e differita IRAP (19 milioni di euro), rappresentando una passività, era esposto nella voce "Passività per imposte differite".

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Imposte differite:					
- oneri dedotti in via extracontabile	(82)			(16)	(98)
- applicazione costo medio ponderato per le rimanenze	(697)	(174)	537	334	
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	(12)	(2)	6	(2)	(10)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(208)	(6)	32	(23)	(205)
- altre	(43)	(46)	12	(10)	(87)
	(1.042)	**(228)**	**587**	**283**	**(400)**
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	1.008	301	(182)	302	1.429
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	116	136	(28)	52	276
- differenze su attività materiali ed immateriali	67	25	(14)	10	88
- altre	154	60	(33)	109	290
	1.345	**522**	**(257)**	**473**	**2.083**
	303	**294**	**330**	**756**	**1.683**

Le altre variazioni di 756 milioni di euro riguardano principalmente: (i) il decremento delle imposte differite relative alla differenza tra valore di libro delle scorte e quello fiscalmente riconosciuto (334 milioni di euro), dovuto essenzialmente al rilascio della fiscalità differita conseguente all'emanazione del decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in legge n. 133/2008), che, da una parte, ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato, parzialmente compensato dal ripristino dell'aliquota IRES del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) rispetto a quella precedente del 27,5%; (ii) l'incremento delle imposte anticipate stanziate in relazione ai fondi per rischi ed oneri (302 milioni di euro) per effetto essenzialmente dello stanziamento di imposte anticipate in conseguenza della rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale prevista dalla Legge Finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di una imposta sostitutiva del 6% (176 milioni di euro) e del ripristino dell'aliquota IRES del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) rispetto a quella precedente del 27,5% (137 milioni di euro).
Nella determinazione del credito per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione di imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

13 Altre attività

Le *altre attività* di 411 milioni di euro (868 milioni di euro al 31 dicembre 2007), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti d'imposta	776	63
Altre attività	92	348
	868	**411**

I crediti di imposta di 63 milioni di euro sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti di imposta chiesti a rimborso	480	17
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	309	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(13)	(14)
	776	**63**

Il decremento dei crediti di imposta è dovuto ai rimborsi ricevuti nel corso del 2008 pari a 746 milioni di euro, parzialmente compensato dagli interessi maturati nel periodo.
Le altre attività di 348 milioni di euro comprendono principalmente: (i) i crediti per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co Ltd del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (253 milioni di euro); (ii) i depositi cauzionali (26 milioni di euro); (iii) i crediti verso Tamoil per un contratto di lavorazione greggi sul sistema di raffinazione (15 milioni di euro); (iv) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (15 milioni di euro).
Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

Passività correnti

14 Passività finanziarie a breve termine

Le *passività finanziarie a breve termine* di 5.839 milioni di euro (9.009 milioni di euro al 31 dicembre 2007) diminuiscono di 3.170 milioni di euro.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Euro	8.458	5.114
Dollaro USA	253	586
Lira Sterlina	56	102
Yen Giapponese	226	
Franco Svizzero	15	11
Fiorino Ungherese		14
Altre	1	12
	9.009	**5.839**

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari al 3,13% (4,75% nell'esercizio 2007).
Al 31 dicembre 2008 Eni dispone di linee di credito a breve termine *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 2.840 e 7.329 milioni di euro (rispettivamente per 2.287 e 5.951 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

15 Quota a breve di passività a lungo termine

La *quota a breve di passività finanziarie a lungo termine* (217 milioni di euro) è indicata nella nota n. 20 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine", cui si rinvia.

16 Debiti commerciali e altri debiti

I *debiti commerciali* e gli *altri debiti* di 7.335 milioni di euro (6.752 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Debiti commerciali	5.968	5.934
Acconti e anticipi	190	403
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	258	317
- altri	336	681
	6.752	**7.335**

I debiti commerciali di 5.934 milioni di euro riguardano debiti verso fornitori (3.685 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (2.157 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (92 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 403 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (152 milioni di euro); (ii) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale rispettivamente da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) (107 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* della Divisione Exploration & Production (31 milioni di euro).
Gli altri debiti di 681 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) debiti verso controllate per consolidato fiscale (188 milioni di euro); (ii) debiti diversi verso il personale (125 milioni di euro); (iii) debito relativo al "Contributo volontario Fondo di solidarietà" ex. Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (100 milioni di euro); (iv) debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (58 milioni di euro); (v) debiti verso istituti di previdenza sociale (57 milioni di euro).
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.

Il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

17 Passività per imposte sul reddito correnti

Le *passività per imposte sul reddito correnti* di 687 milioni di euro (103 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono relative ai debiti a breve termine per IRES (487 milioni di euro), alla seconda rata dell'imposta sostitutiva ex legge 244/2007 ed alla prima rata dell'imposta sostitutiva ex legge 133/2008 per un totale di 200 milioni di euro. Le quote dell'imposta sostitutiva di cui alle leggi 244/2007 e 133/2008 scadenti oltre l'esercizio successivo ammontano a 249 milioni di euro e sono rilevate nelle altre passività non correnti cui si rinvia.

18 Passività per altre imposte correnti

Le *passività per altre imposte correnti* di 1.179 milioni di euro (973 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Accise e imposte di consumo	691	807
Royalty su idrocarburi estratti	247	183
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	26	29
IVA	9	157
Altre imposte e tasse		3
	973	**1.179**

Le accise e imposte di consumo di 807 milioni di euro aumentano di 116 milioni di euro per effetto dell'incremento dei maggiori volumi di gas ceduti nel 2008, essenzialmente sul mercato residenziale.

19 Altre Passività

Le *altre passività* di 1.778 milioni di euro (2.794 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Fair value su contratti derivati non di copertura	2.746	1.596
Altre passività	48	182
	2.794	1.778

Il decremento delle passività relative ai contratti derivati è dovuto in particolare ai contratti derivati su *commodity* posti in essere con i terzi e con le controllate Eni UK Ltd, Eni ULX Ltd, ed Eni Elgin Franklin Ltd per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di parte delle riserve certe esistenti al 31 dicembre 2006 nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica di Gruppo di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi di Eni al 31 dicembre 2006. Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si riferisce quanto a 153 milioni di euro a contratti derivati con scadenza dal 2010 al 2011.

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 1.596 milioni di euro si analizza come segue:

	31.12.2007		31.12.2008	
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Outright	42	1.234	133	1.764
Currency swap	157	9.086	657	10.457
Interest Currency swap	174	1.227	223	1.360
Currency option	2		8	144
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	120	4.680	161	4.160
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	327	730	237	828
Altre	1.924	4.643	177	2.755
	2.746	**21.600**	**1.596**	**21.468**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre passività al 31 dicembre 2008 comprendono principalmente la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (v. nota n. 23).

Passività non correnti

20 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le *passività finanziarie a lungo termine*, comprensive delle quote a breve termine, di 11.237 milioni di euro (8.666 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	5.439	158	5.597	6.257	139	6.396
Obbligazioni	3.056		3.056	4.479	77	4.556
Altri finanziatori, di cui:	13		13	284	1	285
- *imprese controllate*				272	1	273
- *altri*	13		13	12		12
	8.508	**158**	**8.666**	**11.020**	**217**	**11.237**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono denominate in euro. Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2008 è del 4,2626% (4,755% al 31 dicembre 2007).
Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori presentano un tasso di interesse medio ponderato di 3,8284%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra il 2,60% e il 5,693%.
Le passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve termine, soggette a clausole restrittive (1.323 milioni di euro) si riferiscono ad accordi di finanziamento a lungo termine con la Banca Europea per gli investimenti che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A- (S&P) e A3 (Moodys) e comprendono finanziamenti di scopo contratti con la Banca Europea degli Investimenti di 270 milioni di euro. Gli indici finanziari previsti sono rispettati dal bilancio consolidato 2008 così come ad Eni sono attribuiti *rating* superiori a quelli richiesti.
Al 31 dicembre 2008 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 1.850 milioni di euro (1.400 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.
La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	2007	2008	Scad. 2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	Totale
Banche:									
- mutui ordinari	5.597	6.396	139	2.221	396	2.581	321	738	6.396
- mutui a tasso agevolato									
Obbligazioni:									
- *Euro Medium Term Notes, 6,125%*	516	516	16	500					516
- *Euro Medium Term Notes, 4,625%*	1.543	1.543	46				1.497		1.543
- *Euro Medium Term Notes, 4,75%*	997	1.245	8					1.237	1.245
- *Euro Medium Term Notes, 5,875%*		1.252	7					1.245	1.252
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate		273	1	100				172	273
- altri	13	12						12	12
	8.666	**11.237**	**217**	**2.821**	**396**	**2.581**	**1.818**	**3.404**	**11.237**

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	43	1.543	euro	2013	4,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	(5)	1.245	euro	2017	4,750
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	2	1.252	euro	2014	5,875
- *Euro Medium Term Notes*	500	16	516	euro	2010	6,125
	4.500	**56**	**4.556**			

Le obbligazioni di 4.556 milioni di euro riguardano Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, di cui la prima *tranche* di 1.000 milioni di euro emessa nel novembre 2007 e la seconda di 250 milioni di euro emessa nell'aprile 2008, emesse a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2008 a tasso fisso del 5,875%, interessi annuali, con scadenza a sei anni, Euro Medium Term Notes per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni.
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economici-finanziari" della Relazione sulla gestione è la seguente:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	444		444	718		718
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	**444**		**444**	**718**		**718**
D. Crediti finanziari [a]	**6.940**	**6**	**6.946**	**4.965**	**6**	**4.971**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	3.697		3.697	2.318		2.318
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	158	5.439	5.597	139	6.257	6.396
G. Prestiti obbligazionari		3.056	3.056	77	4.479	4.556
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	5.312		5.312	3.521		3.521
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate				1	272	273
L. Altre passività finanziarie a lungo termine		13	13		12	12
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**9.167**	**8.508**	**17.675**	**6.056**	**11.020**	**17.076**
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	**1.783**	**8.502**	**10.285**	**373**	**11.014**	**11.387**

(a) La voce non comprende i crediti finanziari correnti e non correnti strumentali all'attività operativa di 8.784 milioni di euro (7.965 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

21 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione/acquisizione	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2007										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.458	4		(187)	57	12	(47)			1.297
Fondo rischi e oneri ambientali	459	(4)			3	93	(112)	(5)		434
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	295							(5)		290
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	100					87				187
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	125					17	(16)			126
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120									120
Fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG	136					9	(46)	(98)		1
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority per *jet fuel*	118						(118)			
Altri fondi per rischi ed oneri [a]	409				1	215	(125)	(91)	(9)	400
	3.220			**(187)**	**61**	**433**	**(464)**	**(199)**	**(9)**	**2.855**
31.12.2008										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.297	(5)	1	5	66	3	(39)	(1)		1.327
Fondo rischi e oneri ambientali	434	107	4		1	214	(111)	(9)	1	641
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	187				6	115				308
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290									290
Fondo controversie legali	59				1	96	(3)	(7)		146
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120									120
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	126	(114)								12
Altri fondi per rischi ed oneri	342	12		(2)	1	234	(122)	(48)	(6)	411
	2.855		5	3	75	662	(275)	(65)	(5)	3.255

(a) Gli altri fondi per rischi ed oneri di 400 milioni di euro includono il fondo controversie legali di 59 milioni di euro.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.327 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (1.281 milioni di euro). L'aumento di 30 milioni di euro è dovuto essenzialmente agli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico per 66 milioni di euro, parzialmente compensato dall'utilizzo a fronte degli oneri sostenuti nel periodo per 39 milioni di euro. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 4,223% e il 5,489%. Il periodo previsto degli esborsi è 2010-2050. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il *fondo rischi e oneri ambientali* di 641 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri ambientali relativi ai siti di Manfredonia, Avenza, San Gavino, Pontenossa e Crotone a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (208 milioni di euro); i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (170 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (55 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (42 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (40 milioni di euro), la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (76 milioni di euro) e ad altri siti non operativi (38 milioni di euro).

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 308 milioni di euro derivante dalla stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il *fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato* di 290 milioni di euro effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.

Il *fondo controversie legali* di 146 milioni di euro riguarda principalmente il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring.[2]

Il *fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 120 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da rico-

(2) Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi, punto 2 – Altri procedimenti giudiziari e arbitrali" delle Note al bilancio consolidato.

noscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento che, sulla base di quanto disposto dalla Delibera 120/2001 e dalla Delibera 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono applicati da Snam Rete Gas SpA a cui è stato conferito da parte della Snam SpA, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico a Eni in forza della manleva prestata dall'incorporata Snam a Snam Rete Gas SpA sulle sopravvenienze passive derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento.

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 12 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli impegni assunti con Kuwait Petroleum Italia a seguito della cessione del 50% di proprietà della Raffineria di Milazzo. La riclassifica di 114 milioni di euro è essenzialmente dovuta alla riclassifica al fondo rischi oneri ambientali (107 milioni di euro) per costi ambientali su siti non operativi.

Gli *altri fondi* di 411 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (81 milioni di euro); (ii) gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico (55 milioni di euro); (iii) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (39 milioni di euro); (iv) gli oneri che si stima di sostenere nel 2009 a fronte del parziale mancato rispetto, nell'esercizio 2008, dell'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili, così come stabilito dal regolamento del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali in materia (39 milioni di euro); (v) gli oneri relativi al rinnovo del contratto con i gestori dei punti vendita rete scaduto nel 2007 (30 milioni di euro); (vi) gli oneri relativi al fondo trattamento di quiescenza (16 milioni di euro); (vii) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (15 milioni di euro); (viii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (14 milioni di euro).

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I ***fondi per benefici ai dipendenti*** di 305 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	195	189
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	44	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	49	72
	288	**305**

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti Eni all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerata ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotta della parte eventualmente versata a fondi pensione.
A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il Trattamento di Fine Rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione o versato al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS in funzione delle scelte effettuate dai lavoratori.
I dipendenti hanno avuto la facoltà di operare la scelta della destinazione del proprio Trattamento di Fine Rapporto fino al 30 giugno 2007. In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande del Trattamento di Fine Rapporto ai fondi pensione ovvero all'INPS comporta che una quota significativa del Trattamento di Fine Rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al Trattamento di Fine Rapporto pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.
Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti valutati applicando tecniche attuariali si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	245	42	33	187	42	49
Costo corrente	6	1	17		1	23
Costo per interessi	9	2	1	10	2	3
Utili/perdite attuariali [a]	(20)		(1)	3	2	(1)
Benefici pagati	(23)	(3)	(2)	(24)	(3)	(2)
Altre variazioni	(30)		1	7		
Obbligazioni alla fine dell'esercizio	187	42	49	183	44	72
Utili/perdite attuariali non rilevate	8	2		6		
Passività rilevate in bilancio	**195**	**44**	**49**	**189**	**44**	**72**

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

I costi relativi agli altri benefici riguardano gli incentivi monetari differiti per 21 milioni di euro.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Tassi di sconto	4,7% - 5,45%	4,7% - 5,8%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7% - 4%	2,7% - 4%
Tasso di inflazione	2%	2% - 2,5%

23 Altre passività

Le *altre passività* di 2.566 milioni di euro (667 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Imposta sostituitiva	215	249
Depositi cauzionali	183	189
Altre passività	269	2.128
	667	**2.566**

L'imposta sostitutiva di 249 milioni di euro riguarda le quote delle imposte sostitutive di cui alle leggi 244/2007 e 133/2008 scadenti oltre l'esercizio 2009.

I depositi cauzionali a lungo termine fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (164 milioni di euro).

Le altre passività di 2.128 milioni di euro riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Electrabel Italia SpA (Gruppo Gas De France Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (1.150 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (232 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la cessione del contratto di *leasing* di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (501 milioni di euro); (iii) Eni Gas & Power CH SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (80 milioni di euro); (iv) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (76 milioni di euro); (v) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (53 milioni di euro); (vi) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (29 milioni di euro); (vii) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (6 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti, esclusa l'imposta sostitutiva, è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

24 Patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(5.999)	(6.757)
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.207	7.187
Altre riserve di capitale:	10.108	10.121
Riserve di rivalutazione:	*9.927*	*9.927*
- legge n. 576/1975	*1*	*1*
- legge n. 72/1983	*3*	*3*
- legge n. 408/1990	*2*	*2*
- legge n. 413/1991	*39*	*39*
- legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	*119*	*132*
Riserva conferimenti leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*62*	*62*
Altre riserve di utili non disponibili:	27	
Riserva disponibile legge n. 488/1992	*26*	
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*1*	
Altre riserve di utili disponibili	8.218	10.148
Riserva disponibile	*7.109*	*8.995*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*411*	*412*
Riserva art.14 legge n. 342/2000	*74*	*74*
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	*19*	*19*
Riserva da avanzo di fusione	*604*	*647*
Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Acconto sui dividendi	(2.199)	(2.359)
Utile dell'esercizio	6.600	6.745
	28.926	**30.049**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2008, il capitale sociale dell'Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.954.240 azioni, pari al 9,56%, di proprietà dell'Eni; (iv) n. 2.408.673.021 azioni, pari al 60,14%, di proprietà di altri azionisti[3].

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA, Somicem SpA e Enifin SpA di complessivi 474 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale dell'Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 474 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro; (iii) per l'Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,8 milioni di euro.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

(3) Al 31 dicembre 2008 sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.757 milioni di euro (5.999 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e sono rappresentate da n. 382.954.240 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 348.525.005 azioni al 31 dicembre 2007). Nell'esercizio sono state acquistate n. 35.904.735 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,9% del capitale sociale, per il corrispettivo di 778 milioni di euro (in media 21,672 euro per azione).

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 505 milioni di euro (768 milioni di euro al 31 dicembre 2007), rappresentate da n. 23.557.425 azioni ordinarie (n. 35.423.925 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007), acquistate al costo medio di 21,417 euro, pari allo 0,59% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 11.866.500 azioni proprie al servizio dei piani di stock grant - stock option si analizza come segue:

	Stock option	*Stock grant*	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2007	**34.521.125**	**902.800**	**35.423.925**
- diritti non attribuiti piano stock option 2006-2008	(9.406.500)		(9.406.500)
- diritti esercitati	(582.100)	(893.400)	(1.475.500)
- diritti decaduti	(975.100)	(9.400)	(984.500)
	(10.963.700)	**(902.800)**	**(11.866.500)**
Numero azioni al 31 dicembre 2008	**23.557.425**		**23.557.425**

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 7.187 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 6.971 milioni di euro al 31 dicembre 2008. La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 215 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

Il decremento di 20 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (13 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (7 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,04 milioni di euro) a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2008 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. L'Assemblea del 29 aprile 2008 ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi e per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.121 milioni di euro riguardano:

- *riserve di rivalutazione*: 9.927 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.001 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993*: 132 milioni di euro con un incremento di 13 milioni di euro dovuto alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2008 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);
- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986*: 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammor-

tamento a carico dello Stato. La riserva conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,04 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2008 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di 10.148 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile*: 8.995 milioni di euro con un incremento di 1.886 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2007 di 1.850 milioni di euro; (ii) alla liberazione della riserva vincolata al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativa al progetto di ammodernamento raffineria di Taranto (26 milioni di euro); (iii) all'imputazione del costo di competenza di esercizio delle *stock option* e delle *stock grant* assegnate nel periodo 2005-2008 in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti a ruolo Eni (14 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OPI 7, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (4 milioni di euro); (iv) alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" di 7 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2008 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (v) alla differenza positiva di 2 milioni di euro realizzata tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate nel corso del 2008 da parte dei dirigenti del Gruppo Eni. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla differenza negativa (9 milioni di euro) tra prezzo pagato e valore di iscrizione della quota di 3,29% del capitale sociale di Eni Trading & Shipping SpA in seguito all'acquisto da Polimeri Europa SpA di n. 1.675.000 azioni per un corrispettivo di 10.350.000 euro rilevata a riserva in relazione alla rappresentazione in continuità di valori della operazione di *business combination under common control*;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 412 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell' Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/1986 che si sono succedute nel tempo. Tale riserva aumenta di 1 milione di euro per la liberazione della parte vincolata a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *riserva art. 14 legge n. 342/2000*: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983*: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- *riserva da avanzo di fusione*: 647 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData SpA (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin SpA (143 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment SpA (444 milioni di euro); dal patrimonio netto al 30 giugno 2007 della Siciliana Gas Clienti SpA (13 milioni di euro), dal bilancio al 31 dicembre 2007 della incorporata Praoil Oleodotti Meridionali SpA (39 milioni di euro) e AgipFuel SpA (4 milioni di euro), effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo; alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993*: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006, 0,007 e 0,006 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 2.359 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione deliberato l'11 settembre 2008 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2008.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso le imposte potenziali dovute sarebbero pari a 2.137 milioni di euro.

Le riserve che possono essere vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 17,9 miliardi di euro e riguardano essenzialmente la riserva disponibile (9,5 miliardi di euro), la riserva per acquisto di azioni proprie (7 miliardi di euro)[4], la riserva da avanzo di fusione (0,6 miliardi di euro) e la riserva legale (1 miliardo di euro). Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 17,2 miliardi di euro e riguardano in particolare la riserva disponibile e la riserva da avanzo di fusione.

(4) Il vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lettera b) del D.P.R. n. 917/1986 già apposto (0,7 miliardi di euro) è stato attribuito idealmente alla riserva per azioni proprie in portafoglio.

25 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 59.391 milioni di euro (50.162 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	15.055	27.204	42.259	15.239	35.876	51.115
Imprese collegate e a controllo congiunto	5.989	897	6.886	6.127	915	7.042
Proprio		792	792		998	998
Altri		225	225		236	236
Totale	**21.044**	**29.118**	**50.162**	**21.366**	**38.025**	**59.391**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 15.239 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 15.217 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 10.571 milioni di euro;
- per 22 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Syndial SpA.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 6.127 milioni di euro sono relative essenzialmente:
- per 6.001 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità -TAV- SpA con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 329 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 126 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 47 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 35.876 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 10.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "*Medium Term Notes*". Al 31 dicembre 2008 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.979 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di *Euro Commercial Paper*, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2008 l'impegno effettivo è di 3.667 milioni di euro;
- per 6.070 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (4.986 milioni di euro), Refining & Marketing (421 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (477 milioni di euro), Gas & Power (162 milioni di euro) e Petrolchimica (24 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2008 l'impegno effettivo è di 6.109 milioni di euro;
- per 3.418 milioni di euro, la garanzia prestata a favore della Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co. Inc. (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività *upstream* nel Golfo del Messico. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale;
- per 2.686 milioni di euro le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 2.652 milioni di euro;
- per 2.500 milioni di euro le garanzie concesse a favore di Distrigas SA (57,24% Eni Gas & Power Belgium SA) nell'interesse di Eni Coordination Center SA e Banque Eni SA in relazione alla stipula del Contratto di Deposito e del Contratto di Conto Corrente di Distrigas SA presso Eni Coordination Center SA e Banque Eni SA al fine di una maggior tutela degli azionisti di minoranza. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari a 1.326 milioni di euro;
- per 2.739 milioni di euro la garanzia concessa a favore di Suez - Tractebel SA nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA (100% Eni) a copertura dell'obbligo di Eni Gas & Power Belgium SA di adempiere a tutte le obbligazioni derivanti dal contratto di

Share Purchase Agreement sottoscritto con Suez-Tractebel SA, per l'acquisizione della partecipazione del 57,243% in Distrigas SA. L'impegno effettivo, scadente il 31 marzo 2009, è nullo in quanto Eni Gas & Power Belgium SA ha saldato i propri debiti con Suez-Tractebel SA il 22 dicembre 2008;

- per 1.495 milioni di euro la garanzia concessa a favore di Publigaz nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA (100% Eni) a copertura delle obbligazioni di pagamento che sorgerebbero, in capo Eni Gas & Power Belgium SA, in relazione alle azioni che Publigaz (il socio di minoranza al 31,25% di Distrigas SA), decida di vendere nell'ambito dell'OPA obbligatoria residuale, per un controvalore stimato massimo di 1.495 milioni di euro;
- per 1.221 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- per 1.006 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle *fee* di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale;
- per 257 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della Portovesme Srl;
- per 88 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari a 44 milioni di euro;
- per 60 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore di CESKA RAFINERSKA a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore dell'Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 27 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 915 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 716 milioni di euro la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 311 milioni di euro;
- le controgaranzie di *performance* di 62 milioni di euro, rilasciate a favore di Union Fenosa SA e nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 61 milioni di euro;
- le lettere di *patronage* di 70 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 56 milioni di euro;
- per 67 milioni di euro, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 998 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- le manleve a favore di banche (782 milioni di euro) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di *patronage* (16 milioni di euro) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo è pari a 796 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore della Commissione Europea in relazione alla ammenda inflitta dalla stessa per possibili violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE[5]. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

(5) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 236 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 216 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) per 300 milioni di dollari a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle *fee* di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Impegni		
Altri	197	202
	197	**202**
Rischi	**139**	**45**
	336	**247**

Gli *altri impegni* di 202 milioni di euro riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2008 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 180 milioni di euro (105 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 42 come impegno economico).

I *rischi* di 45 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni SpA sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 29 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* e la negoziazione dei derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (VaR), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato, tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di VaR sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale. Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al

rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VaR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di VaR per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni SpA e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni SpA centralizza la gestione del rischio cambio delle consociate di gruppo, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni SpA utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il VaR derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2007); per quanto attiene al rischio *commodity* sono riportati i valori di VaR registrati dalle Divisioni di Eni SpA (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori VaR delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2007				2008			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	3,98	0,13	0,56	2,55	9,65	0,44	2,83	5,28
Tasso di cambio	0,44	0,01	0,11	0,10	1,05	0,01	0,31	0,16

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* - approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2007				2008			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area *oil*, prodotti	18,02	1,49	5,96	6,52	18,26	2,30	6,89	2,83
Area Gas & Power	54,20	18,66	32,49	24,82	67,13	12,35	41,19	13,69

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrata adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* interni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio, rapportabili alle classi di rischio definite dalle principali Agenzie di *rating*. Il *rating* interno è anche raffrontato con rating forniti da un qualificato *info-provider* esterno. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa di Gruppo, nonché da Eni Trading & Shipping SpA limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per ET&S gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità venutasi a determinare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative e in alcuni casi la sospensione degli affidamenti a singole controparti. Sono state in particolare emanate disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività, massimizzando le possibilità di diversificazione e mantenendo nell'operatività quotidiana il principio della rotazione delle controparti. Sono inoltre state impartite disposizioni di ulteriore selettività in particolare sulle operazioni in strumenti derivati e su quelle di durata superiore ai tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2008 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a m/l termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a m/l termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi comunque competitivi, pur in presenza del significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso dell'esercizio irrigidimenti del mercato del credito e forti tensioni sugli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. Le *policy* attuate anche prima dell'acuirsi della crisi infatti sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso una adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2009	2010 - 2013	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	115	7.621	3.536	11.272
Passività finanziarie a breve termine	5.839			5.839
	5.954	**7.621**	**3.536**	**17.111**
Interessi su debiti finanziari	328	1.221	430	1.979

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2009	2010 - 2013	Oltre	Totale
Debiti commerciali	5.912	20	2	5.934
Altri debiti	998			998
	6.910	**20**	**2**	**6.932**

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti *take-or-pay* della Divisione Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

				Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [a]	**98**	**94**	**87**	**76**	**61**	**123**	**539**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]		**3**	**11**		**54**	**3.415**	**3.483**
Costi relativi a fondi ambientali	**121**	**144**	**62**	**48**	**26**	**241**	**642**
Impegni di acquisto:	**12.527**	**9.471**	**10.163**	**10.435**	**10.418**	**161.429**	**214.443**
- Gas [c]							
Take-or-pay	11.027	8.392	9.050	9.244	9.231	153.117	200.061
Ship-or-pay	1.454	1.016	1.032	1.057	1.053	6.447	12.059
- Altri impegni di acquisto [d]	45	63	81	134	134	2.359	2.816
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	**7**	**5**	**5**	**6**	**5**	**152**	**180**
	12.753	**9.717**	**10.328**	**10.565**	**10.564**	**165.360**	**219.287**

(a) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.
(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.
(d) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 5,2 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2009	2010	2011	2012	2013 e Oltre	Totale
Impegni per *major projects*	241	236	260	214	535	**1.486**
impegni per altri investimenti	653	368	207	155	68	**1.451**
	894	**604**	**467**	**369**	**603**	**2.937**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

	31.12.2008		
(milioni di euro)	valore di iscrizione	conto economico	patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:			
- Strumenti derivati non di copertura	(208)	528	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:			
- Titoli	20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:			
- Crediti commerciali e altri crediti	9.263	40	
- Crediti finanziari	13.754	4.299	
- Debiti commerciali e altri debiti	(7.335)	25	
- Debiti finanziari	(17.076)	(4.159)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- *Crediti commerciali e altri crediti*: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Titoli iscritti nelle attività non correnti*: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato;
- *Altre attività finanziarie non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre attività non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;

- *Debiti commerciali e altri debiti:* il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre passività non correnti:* il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

	31.12.2007		31.12.2008	
(milioni di euro)	valore contabile	valore di mercato	valore contabile	valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo	25	25		
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	7.626	7.626	8.614	8.822
Altre attività non correnti	92	92	348	348
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l' esercizio successivo	23	23	129	129
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	8.666	8.716	11.237	11.695
Altre passività non correnti	452	452	2.318	2.318

Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia alla nota n. 29 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di *take or pay*, sono indicati nell' "Andamento operativo – Gas & Power – Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di *ship or pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno derivante dalla garanzia di 239 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva, avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto entro il 30 giugno 2009;
- nell'ambito del lancio dell'OPA residuale obbligatoria della Distrigas SA, Eni Gas & Power Belgium SA ha emesso dei *certificate* per riconoscere agli azionisti aderenti all'OPA l'aggiustamento del prezzo (*"Tariff Adjustement"*), legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni ha rilasciato una Parent Company Guarantee di importo al momento non quantificabile, per garantire gli obblighi derivanti dell'emissione di tali certificate, che scadrà al momento del pagamento degli stessi agli aventi diritto o, in caso non si sia verificato il *Tariff Adjustment*, il 1° luglio 2013;
- l'impegno a rilasciare una *Parent Company Guarantee* a copertura dell'obbligo di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del gas. La garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L' importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di US dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale della Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;

- l'impegno assunto nei confronti di Saipem Projects SpA (incorporata in Saipem SpA in data 1° ottobre 2008), in occasione della cessione del 100% di Snamprogetti SpA relativo al contenzioso TSKJ la cui informativa è riportata alla nota n. 29 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato.
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited - Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "*beneficiation*" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA), austriaco (Rheinische Ölleitungs GmbH - 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesco (Agip Deutschland Gmbh - 94,90% Eni International BV) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto dall'Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- gli impegni derivanti dalle "*Letter of Undertaking*" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V.. Gli impegni assunti dai due *partner* si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di *ship or pay* con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
  - ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
  - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
  - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
  - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
  - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
  - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
  - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato.
Con riferimento allo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 dal Comitato nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) - recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 - ha assegnato a Eni SpA permessi di emissione equivalenti a 24,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica, a cui, si stima, dovrebbero essere aggiunti circa 2,4 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti". Nell'esercizio 2008, a fronte di 5,37 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,84 milioni di permessi di emissione, facendo registrare una carenza di permessi di 0,53 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Tale carenza è stata saturata con l'acquisto sul mercato esterno di 0,41 milioni di permessi e per la quota residua di 0,12 con acquisti dalle altre società Eni.

26 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I *ricavi della gestione caratteristica* di 47.671 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.808	47.664
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	7	5
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(5)	2
	47.810	**47.671**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 47.664 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Gas naturale e GPL	18.316	22.639
Prodotti Petroliferi	17.698	20.430
Energia elettrica e *utility*	2.715	3.076
Vettoriamento gas su tratte estere	159	213
Gestione sviluppo sistemi informatici	59	98
Greggi	7.970	62
Gestione energia	35	37
Altre vendite e prestazioni	856	1.109
	47.808	**47.664**

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (22.639 milioni di euro) riguardano le vendite di gas in Italia per 17.899 milioni di euro (48,46 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 4.078 milioni di euro (13,41 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 662 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (20.430 milioni di euro) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (6.834 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (5.044 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (3.483 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (2.763 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.306 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e *utility* (3.076 milioni di euro) riguardano le vendite di energia elettrica e *utility* a terzi (2.534 milioni di euro) e a società controllate (542 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (213 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di diritti sulla capacità di trasporto di gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (98 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonchè le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi da vendita di greggi (62 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di greggi derivanti dalle disponibilità produttive non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (37 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (1.109 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (494 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello stato tunisino (222 milioni di euro), la vendita di *fuel* gas a società di trasporto (70 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (69 milioni di euro), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (42 milioni di euro), le prestazioni di trasporto per oleodotto (38 milioni di euro) e di trasporto marittimo (25 milioni di euro), le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (20 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2007	2008
Accise	(9.801)	(9.765)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(2.300)	(2.067)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito	(1.502)	(1.724)
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	(98)	(128)
	(13.701)	**(13.684)**

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 31 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli *altri ricavi e proventi* di 207 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Locazioni, affitti e noleggi	65	68
Proventi per attività in *joint venture*	36	45
Emission Trading	5	9
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	7	8
Altri proventi	55	77
	168	**207**

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

27 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli *acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi* di 44.142 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	34.846	34.093
Costi per servizi	7.045	7.471
Costi per godimento di beni di terzi	624	468
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	198	590
Variazione rimanenze	(211)	978
Altri oneri	204	542
	42.706	**44.142**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 34.093 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2007	2008
Gas naturale	12.193	17.365
Materie prime, sussidiarie	18.018	11.578
Prodotti	2.755	3.131
Semilavorati	1.773	1.916
Materiali e materie di consumo	329	347
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(212)	(234)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(10)
	34.846	**34.093**

I costi per servizi di 7.471 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2007	2008
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.610	2.651
Compensi di lavorazione	822	906
Progettazione e direzione lavori	619	565
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	447	548
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	494	511
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	356	425
Trasporti e movimentazioni	417	407
Costi di vendita diversi	327	363
Manutenzioni	330	353
Consulenze e prestazioni professionali	251	234
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	215	265
Servizi di modulazione e stoccaggio	206	188
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	159	152
Viaggi, missioni e altri	124	136
Postali, telefoniche e ponti radio	107	120
Altri	636	700
	8.120	**8.524**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(989)	(936)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi per servizi	(86)	(117)
	7.045	**7.471**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 170 milioni di euro.

I costi per godimento beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 186 milioni di euro (290 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 206 milioni di euro (186 milioni di euro al 31 dicembre 2007). I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 82 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	480	66	77	77	76	61	123
Altri	59	32	17	10			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di *leasing* non annullabili	**539**	**98**	**94**	**87**	**76**	**61**	**123**

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 590 milioni di euro riguardano principalmente gli accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ambientali, gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti merci e gli accantonamenti ai fondi contenziosi legali, parzialmente compensati da alcuni utilizzi di fondi per esuberanza.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 21 cui si rinvia.

La variazione delle rimanenze di 978 milioni di euro riguarda essenzialmente il minor valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi per effetto del decremento dei prezzi, in parte assorbito dall'aumento, in valore e quantità, delle scorte di gas.

Gli altri oneri di 542 milioni di euro riguardano in particolare il "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (200 milioni di euro), le imposte indirette e tasse (105 milioni di euro), gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore del Servizi Elettrico GSE, a oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e a oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (93 milioni di euro), l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (69 milioni di euro) e le minusvalenze da alienazione e radiazione (18 milioni di euro).

Costo lavoro

Il *costo lavoro* si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Salari e stipendi	688	742
Oneri sociali	209	218
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	44	88
Costi personale in comando	38	53
Altri costi	89	62
	1.068	**1.163**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(72)	(87)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(43)	(40)
- ricavi recuperi da *partner* quota costo lavoro	(3)	(3)
	950	**1.033**

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2007	2008
Dirigenti	623	628
Quadri	3.770	3.958
Impiegati	6.471	6.709
Operai	1.540	1.511
	12.404	**12.806**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria. I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock grant e stock option* di 14 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2008, a seguito dell'avvenuto esercizio/decadimento di tutti i diritti assegnati, si è concluso il piano di *stock grant* sostituito nel 2006 con quello di incentivazione monetaria differita.

Al 31 dicembre 2008 risultano in essere n. 23.557.425 opzioni per l'acquisto di n. 23.557.425 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 97.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 231.900 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 671.600 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 3.756.000 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere di 22,512 euro per azione, all'assegnazione 2006 per n. 5.954.250 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere di 23,119 euro per azione, all'assegnazione 2007 per n. 5.492.375 azioni con un prezzo di esercizio di 27,451 euro per azione e all'assegnazione 2008 per n. 7.354.300 azioni con un prezzo di esercizio di 22,540 euro per azione.

Al 31 dicembre 2008 la vita utile media residua delle opzioni è di 1 anno e 7 mesi per il piano 2002, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'intersse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8,0	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	43,0	22	19	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 32, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli *ammortamenti e svalutazioni* si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2007	2008
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	664	658
- Attività immateriali	144	163
	808	**821**
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	53	296
- Attività immateriali	2	5
	55	**301**
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(1)
	863	**1.121**

28 Proventi (oneri) finanziari

I *proventi finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Differenze attive di cambio:		
- realizzate	1.832	3.822
- da valutazione	47	109
Interessi attivi	576	767
Commissioni per servizi finanziari	33	33
Interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	25	33
Proventi da titoli disponibili per la vendita		
Altri	14	2
	2.527	**4.766**

Gli interessi attivi di 767 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso banche (47 milioni di euro) e interessi verso società del gruppo Eni (694 milioni di euro) e sono relativi a crediti a lungo termine comprensivi della quota a breve termine per 392 milioni di euro.

Gli *interessi e gli altri oneri finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Differenze passive di cambio:		
- realizzate	1.839	3.722
- da valutazione	56	59
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	109	164
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	63	77
Interessi passivi	390	631
Altri	14	32
a dedurre:		
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(30)	(53)
	2.441	**4.632**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli interessi passivi di 631 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso banche di 396 milioni di euro e interessi verso società del gruppo Eni di 224 milioni di euro e sono relativi a debiti a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, per 232 milioni di euro.

Gli *strumenti su derivati* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Contratti su valute	(16)	9
Contratti su tassi d'interesse	(1)	14
Contratti su merci	(1.456)	505
	(1.473)	**528**

I proventi netti su contratti derivati di 528 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente: (i) della variazione positiva del *fair value* dei derivati ancora in essere e relativa alla complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo Eni al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources; (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del *fair value* dei contratti derivati.

29 Proventi (oneri) su partecipazioni

I *proventi (oneri) su partecipazioni* si analizzano come segue:

	2007			2008		
(milioni di euro)	Dividendi [a]	Proventi	Svalutazione e altri oneri	Dividendi [a]	Proventi	Svalutazione e altri oneri
Nominativo						
Eni International BV	3.094			3.235		
Eni Investment Plc	294			917		
Polimeri Europa SpA						337
Syndial SpA			351			312
Italgas SpA	651			255		
Snam Rete Gas SpA	264			215		
Unión Fenosa SA	173			185		
Sofid SpA	69			156		
Stoccaggi Gas Italia SpA	475			148		
Eni Angola SpA			19			138
GALP Energia SA	126			87		
Saipem SpA	55			83		
Ieoc SpA			143			74
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64			64		
Eni Coordination Center SA				58		
Ecofuel SpA	62			53		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	49			45		
Padana Assicurazione SpA	47			40		
EniPower SpA	9			38		
LNG Shipping SpA				36		
Tecnomare SpA[b]				28		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	32			23		
Eni East Africa SpA						18
Eni Timor Leste SpA			33			14
Altre	35	3	3	26	14	6
	5.499	**3**	**549**	**5.692**	**14**	**899**

(a) Per i dividendi espressi in valuta diversa dall'euro gli stessi includono anche gli effetti derivanti dall'oscillazione del tasso di cambio.
(b) I dividendi della società pari a 53 milioni di euro sono imputati in parte a conto economico (28 milioni di euro), in parte a deduzione del valore di carico della partecipazione (25 milioni di euro).

Informazioni in ordine a imprese controllate e collegate e a controllo congiunto, partecipate al 31 dicembre 2008, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle presenti note.

30 Imposte sul reddito

Le *imposte sul reddito* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Imposte correnti		
- IRES	(429)	(1.270)
- IRAP	(182)	(185)
	(611)	**(1.455)**
Imposta sostitutiva legge 244/07	(307)	
Imposta sostitutiva legge 133/08		(227)
Storno fiscalità differita	738	521
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**431**	**294**
Imposte differite	23	186
Imposte anticipate	(268)	669
	(245)	**855**
	(425)	**(306)**

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 4,34% (6,05% nell'esercizio 2007).
Nei confronti di Eni e delle società: Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate da Eni nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002), EniData SpA, ItalgasPiù SpA (incorporate da Eni nel 2004), EniTecnologie SpA (incorporata da Eni nel 2006), Enifin SpA, Eni Portugal Investment SpA, Napoletana Gas Vendite SpA e Siciliana Gas Vendite SpA (incorporate da Eni nel 2007), Praoil SpA e Agipfuel SpA (incorporate da Eni nel 2008) sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2003 ai fini delle imposte dirette e dell'IVA.
L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2007			2008		
(milioni di euro)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7.025	33,00%	2.318	7.051	33,00%	2.327
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4.408	4,25%	187	2.615	3,90%	102
Aliquota teorica		**35,67%**			**34,45%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- tassazione dei dividendi		-24,79%			-25,27%	
- effetto storno della fiscalità differita legge 244/2007		-12,44%				
- effetto storno della fiscalità differita legge 133/2008					-4,18%	
- rideterminazione imposte differite per cambio aliquote		6,83%				
- perdite fiscali società consolidate		-2,72%			-6,12%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		2,59%			4,21%	
- altre variazioni		0,91%			1,25%	
Aliquota effettiva		**6,05%**			**4,34%**	

31 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2007						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.197	20.892	26.771	717		51.577
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.767)	(181)	(192)	(627)		(3.767)
Risultato operativo	1.609	1.583	662	(307)	(88)	3.459
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(12)	26	(204)	(8)		(198)
Ammortamenti e svalutazioni	(498)	(2)	(340)	(23)		(863)
Attività direttamente attribuibili [b]	3.254	6.733	9.222	232	(227)	19.214
Passività direttamente attribuibili [c]	1.943	3.730	4.075	647		10.395
Investimenti in attività materiali e immateriali	500	9	741	41		1.291
Esercizio 2008						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	4.021	25.877	21.631	819		52.348
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.506)	(238)	(262)	(671)		(4.677)
Risultato operativo	2.252	1.375	(1.408)	(752)	115	1.582
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(41)	(164)	(185)	(200)		(590)
Ammortamenti e svalutazioni	(499)	(3)	(587)	(32)		(1.121)
Attività direttamente attribuibili [b]	3.464	8.765	6.327	1.855	(112)	20.299
Passività direttamente attribuibili [c]	2.088	6.829	3.312	1.165		13.394
Investimenti in attività materiali e immateriali	589	9	725	50		1.373

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2007							
Attività direttamente attribuibili [a]	18.480	437	92	23	79	103	19.214
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.291						1.291
Esercizio 2008							
Attività direttamente attribuibili [a]	19.599	381	63	23	80	153	20.299
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.373						1.373

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2007	2008
Italia	33.912	40.720
Altri Paesi dell'Unione Europea	8.845	5.315
Resto dell'Europa	1.187	555
Americhe	2.463	222
Asia	852	437
Africa	547	413
Altre aree	4	9
	47.810	**47.671**

32 Compensi

Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2008 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [a]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [b]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	768	18	345		1.131
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430	17	1.267	1.363 [c]	3.077
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	157				157
Paolo Andrea Colombo [d]	Consigliere	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Renzo Costi [e]	Consigliere	01.01 - 09.06		85				85
Dario Fruscio [f]	Consigliere	01.01 - 30.01		19				19
Paolo Marchioni	Consigliere	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Marco Pinto [e]	Consigliere	01.01 - 09.06	04.11	85				85
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	157				157
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	143				143
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	149				149
Francesco Taranto	Consigliere	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo [e]	Presidente	01.01 - 09.06		51			33 [g]	84
Ugo Marinelli	Presidente	10.06 - 31.12	04.11	64				64
Filippo Duodo [e]	Sindaco effettivo	01.01 - 09.06		35			71 [h]	106
Roberto Ferranti [i]	Sindaco effettivo	10.06 - 31.12	04.11	44				44
Edoardo Grisolia [e] [i]	Sindaco effettivo	01.01 - 09.06		35				35
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	10.06 - 31.12	04.11	44				44
Tiziano Onesti	Sindaco effettivo	10.06 - 31.12	04.11	44			40 [l]	84
Riccardo Perotta [e]	Sindaco effettivo	01.01 - 09.06		35			32 [m]	67
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80			24 [n]	104
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01 - 31.07 [o]			1	2.294 [p]	3.825 [q]	6.120
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.08 - 31.12 [r]			1		268	269
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	856 [s]	710	1.567
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 31.12			2	268	565	835
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [t]					12	3.137	6.475 [u]	9.624
				2.617	**52**	**8.167**	**13.406**	**24.242**

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.
(b) Relativi alle *performance* realizzate nel 2007.
(c) Comprende il compenso fisso di 1.000.000 euro in qualità di Direttore Generale, le competenze e le indennità di 363.000 euro riferibili al rapporto di lavoro per il triennio 2005 - 2008, al netto delle indennità descritte nel paragrafo "Indennità di fine rapporto degli amministratori".
(d) Presidente del Collegio Sindacale fino al 9/6/2008 .
(e) Carica scaduta con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2007.
(f) Il 30 gennaio 2008 il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.
(g) Comprende il compenso e l'indennità di presenza per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
(h) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e Polimeri Europa, di Presidente del Collegio Sindacale del Cepav (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del Cepav (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
(i) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(l) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale dell'AGI e della Servizi Aerei.
(m) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA.
(n) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
(o) In carica fino al 31 luglio 2008.
(p) Comprende l'erogazione pro quota dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006, 2007 e 2008.
(q) Comprende le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.
(r) In carica dal 1° agosto 2008.
(s) Comprende l'erogazione degli incentivi di lungo termine attribuiti nel 2005 da Snam Rete Gas per la carica di Presidente della Società ricoperta fino al 23 dicembre 2005.
(t) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (otto dirigenti).
(u) Comprende le somme corrisposte a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 6,4 milioni di euro e 8,9 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2008 e 2007, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 434 mila euro e 435 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2008 e 2007 (art. 2427, n. 16 del codice civile).
Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perchè riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

Compensi spettanti al *key management personnel*
I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre ammontano a 25 milioni di euro sia per il 2008 che per il 2007 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Salari e stipendi	17	17
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	3
Stock grant/ option	4	4
	25	**25**

Incentivo monetario differito attribuito agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche
Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "*Corporate governance*" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato).
Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2008 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	1.023
Stefano Cao [a]	Direttore generale Divisione E&P	494
Claudio Descalzi [b]	Direttore generale Divisione E&P	215
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	385
Angelo Caridi	Direttore generale Divisione R&M	312
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [c]		1.732[d]

(a) In carica fino al 31 luglio 2008.
(b) In carica dal 1° agosto 2008.
(c) Otto dirigenti.
(d) Comprende l'impegno attribuito da Saipem nei confronti di un dirigente con responsabilità strategiche in Eni dal 1° agosto 2008.

***Stock grant* e *stock option* attribuite agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche**
Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2008 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT
Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono stati assegnati diritti.

Nome e cognome		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti decaduti nell'esercizio	Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale							
Stefano Cao [a]	Direttore Generale Div. E&P	16.000	8	16.000	21,563			
Claudio Descalzi [b]	Direttore Generale Div. E&P	6.900	8	6.900	21,563			
Domenico Dispenza	Direttore Generale Div. G&P	28.400 [c]	7	9.900	4,211	18.500		
Angelo Caridi	Direttore Generale Div. R&M	6.900	8	6.900	21,563			
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [d]		28.500	8	28.500	21,563			
		9.900 [e]	7	9.900	25,103			

(a) In carica fino al 31 luglio 2008.
(b) In carica dal 1° agosto 2008.
(c) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.
(d) Tre dirigenti.
(e) Azioni Saipem.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

Nome e cognome		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P		Direttore generale Divisione R&M		Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]	
		Paolo Scaroni [b]	Stefano Cao [c]	Claudio Descalzi [d]	Domenico Dispenza		Angelo Caridi			
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:										
- numero opzioni		1.953.000	406.500	178.500	232.500	269.500 [e]	30.500	122.000 [f]	1.353.000	110.000 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	24,165	24,655	24,713	25,159	3,988	22,509	21,098	23,985	18,953
- scadenza media in mesi		63	62	62	60	61	67	60	61	56
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni		634.500	-	85.500	147.500	-	120.000	-	584.000	-
- prezzo di esercizio	(euro)	22,540	-	22,540	22,540	-	22,540	-	22,540	-
- scadenza media in mesi		72	-	72	72	-	72	-	72	-
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni		-	-	-	-	127.500 [e]	-	-	68.500	29.500 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	-	-	-	3,530	-	-	16,576	11,881
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	-	-	-	4,095	-	-	23,996	24,541
Opzioni decadute in corso d'esercizio:										
- numero opzioni		-	206.375	-	-	-	-	-	167.550	-
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:										
- numero opzioni		2.587.500	200.125	264.000	380.000	142.000 [e]	150.500	122.000 [f]	1.700.950	80.500 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,767	24,060	24,009	24,142	4,399	22,534	21,098	23,670	21,545
- scadenza media in mesi		55	51	55	56	54	65	48	55	48

(a) Otto dirigenti.
(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente nel 2006 all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro; nel 2007 all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro.
(c) In carica fino al 31 luglio 2008.
(d) In carica dal 1° agosto 2008.
(e) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.
(f) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.
(g) Opzioni su azioni Saipem.

Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento di 134.139,23 euro calcolato pro rata a partire dall'11 giugno 2008[1]. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle performance del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

33 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,80 e 1,85 rispettivamente nel 2007 e nel 2008 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.668.305.807 e di 3.638.835.896 rispettivamente nell'esercizio 2007 e 2008. L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da assegnare a fronte dei piani di *stock option* e di *stock grant* produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

34 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, come meglio specificato nel proseguo;
b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato, come meglio specificato nel proseguo;
c) il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2008 a 3,2 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,5 milioni di euro in termini di vendite;
d) i contributi a enti, sotto controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda l'onere relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (200 milioni di euro). I rapporti negli esercizi precedenti sono di importo non significativo; (b) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di importo non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

(1) Nel corso dell'esercizio è stata corrisposta l'indennità relativa alla conclusione del mandato 2005 - 2008 pari a 644.179,60 euro.

L'analisi dei **rapporti di natura commerciale e diversa** con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2008					2008					
						Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate											
Agip (Suisse) SA	8	3				64			157	3	
Agip Austria GmbH	12	1						1	322	5	
Agip Caspian Sea BV	1				10.560					8	
Agip Ceská Republika, s.r.o.					60				1		
Agip Oil Ceska Republika s.r.o.		6				78					
Agip Deutschland GmbH	1	4	1	1	3	99	2			1	1
Agip France Sàrl	1	1			50	21			3	1	
Agip Karachaganak BV	9				2.397					16	
Agip Rete SpA	19	18					11		592	2	7
Agip Slovenija Doo	4								80		
AgipFuel Nord SpA	117	2							737		1
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	1	25			1		76		1		
Ecofuel SpA	10	14				220			1	2	2
Eni AEP Ltd					66						
Eni Angola Exploration BV	2				67					5	1
Eni Congo SA	19									80	
Eni Coordination Center SA	3		308	218						3	
Eni Croatia BV		21				202				1	1
Eni Gas & Power GmbH		1			2		11		59	2	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	12	15					86		19		
Eni Gas Transport International SA	8	113			1	11	81			15	1
Eni Insurance Ltd	1	3			310		24	1			
Eni India Ltd	2				78					4	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	11	36			5	376		1	86	23	
Eni Middle East BV	2				359					5	
Eni Norge AS	4	17		2	197	107	6	1	4	12	1
Eni North Africa BV	1	123			53	1.292					5
Eni Oil do Brasil SA	3				205					10	
Eni Petroleum Co Inc	5	1	1	103	3.504		1			7	
Eni Timor Leste SpA					78					1	
Eni Trading & Shipping SpA	237	833	20	209	315	13.738	161		1.758	24	
Eni UK Limited	14	30	2	51	27	138	6	2	36	5	4
Eni US Operating Co Inc					769						
Eni Usa Gas Marketing LLC					1.033						
EniPower Mantova SpA					5	3	88	1	8	1	
EniPower SpA	183	166	7		382	120	443	4	467	36	6
EniServizi SpA	35	31			9		143	10	21	22	2
European Maritime Commerce BV			56	29	218						
Italgas SpA	19	182			25		595	7	9	9	2
Nigerian Agip Oil Co Ltd	41	11			59		2			29	
Petromar LDA					50						
Polimeri Europa SpA	125	160	4	2	511	40	9	4	908	68	3
Raffineria di Gela SpA	86	115			104	43	530		336	3	7
Saibos Construções Maritimas Lda			1		91						
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		8	86	71	113		8		1		
Saipem Contracting Algerie SpA					224						
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					233						
Saipem Energy Services SpA	4	119	28	22	40	2	196	2	2	1	2

(milioni di euro)

	31.12.2008					2008					
						Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Saipem Misr for Petroleum Services Sae			18	12	72						
Saipem SA		7	68	52	998						
Saipem SpA	12	143	114	107	2.564		183	4	5	9	1
Saipem UK Ltd			37	28	82						
Snam Rete Gas SpA	61	229	37	1	33		1.077		153	3	1
Snamprogetti Canada Inc					70						
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd					113						
Snamprogetti Sud SpA		28					69				
Società EniPower Ferrara Srl	11	3			69				65	3	
Sofid SpA	30	23			2		80	26		19	3
Stoccaggi Gas Italia SpA	99	31			7		163	1	8	31	1
Syndial SpA	14	42			915	2	3	13	11	12	3
TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	1				107						2
Toscana Energia Clienti SpA	113				4				318	1	1
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	541	702	48				441			251	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	240	156	22	28	454	76	233	93	72	258	62
	2.122	**3.423**	**858**	**936**	**27.694**	**16.632**	**4.728**	**171**	**0 6.240**	**991**	**120**
Imprese collegate e a controllo congiunto											
Altergaz SA	30								135		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno					6.001						
Fox Energy SpA	37					2			329	1	
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	34								287	11	1
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20								111		
Raffineria di Milazzo ScpA	10	4					276		133	2	1
Saipon Snc					58						
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78				60	153			64	1
Unión Fenosa Gas SA	1	25			62	25			256		1
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	65	52			9	24	229	2	37	34	5
	205	**159**			**6.130**	**111**	**658**	**2**	**1.288**	**112**	**9**
Imprese possedute o controllate dallo Stato											
Gruppo Alitalia	4								417	2	
Gruppo Enel	104	9				10	214		941	48	
Gruppo Ferrovie dello Stato	18	3					5		57		
Gruppo Gestore Servizi Elettrici	27	61	53			309		75	306	13	3
Terna SpA	17	29				7	125	1	12	65	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	32	36					45	1	71	6	
	202	**138**	**53**			**326**	**389**	**77**	**1.804**	**134**	**3**
	2.529	**3.720**	**911**	**936**	**33.824**	**17.069**	**5.775**	**250**	**9.332**	**1.237**	**132**

I rapporti più significativi con le *imprese controllate, collegate e a controllo congiunto* riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Polimeri Europa SpA, AgipFuel Nord SpA, Agip Rete SpA, EniPower SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Società EniPower Ferrara Srl,) e collegate (Fox Energy SpA, Raffineria di Milazzo ScpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl) nonchè di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip Austria GmbH, Agip Suisse SA, Agip Slovenija doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate in particolare da Italgas SpA e dalla società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate (tra le principali Toscana Energia Clienti SpA, Polimeri Europa SpA, Snam Rete Gas SpA, Raffineria di Gela SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni UK Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Uniòn Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Gasversorgung Suddeutschland GmbH, Uniòn Fenosa Gas SA, Altergaz SA, Eni Gas & Power GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip Deutschland GmbH, Agip Oil Ceskà Republika Sro, Agip Suisse SA, Agip France Sarl sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura a EniPower SpA di servizi di manutenzione delle Centrali Termoelettriche sulla base di corrispettivi che consentono alla Società di recuperare i costi sostenuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate (tra le principali Eni Congo SA, Eni North Africa BV e Nigerian Agip Oil Co Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport International SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del *fuel* gas, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA e da Polimeri Europa SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- il servizio di *Tolling* che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione dei servizi di ingegneria e di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Saipem Energy Services SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Snamprogetti Sud SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;

- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi assicurativi da Eni Insurance Ltd sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, Eni-Servizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Sofid SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di *leasing* nell'interesse di Eni). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressochè interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti - così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di *procurement* - e della remunerazione del capitale investito.
Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato.

I rapporti più significativi con le *imprese possedute o controllate dallo Stato* riguardano:

- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita ed il trasporto di gas naturale e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica;
- il gruppo Alitalia per la vendita di combustibile avio;
- il gruppo Ferrovie dello Stato per la vendita di gasolio;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale.

L'analisi dei **rapporti di natura finanziaria** con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Agip Rete SpA	64	1			2	
Eni Angola SpA		51	1	4		
Eni Coordination Center SA		940	16.497	46	2	189
Eni Gas & Power Belgium SA		22	4.234			
Eni Oil do Brasil SA			71			
Eni Petroleum Co Inc	1				1	(47)
Eni Trading & Shipping SpA	595	74	481	19	43	(186)
Eni UK Ltd			1.680			(480)
EniPower Mantova SpA	209			1	12	
EniPower SpA	492	163		10	28	11
European Maritime Commerce BV						26
IEOC SpA		51		3		
Italgas SpA	1.201				48	
LNG Shipping SpA		279		13		
Polimeri Europa SpA	660	2	22	(3)	32	
Raffineria di Gela SpA	465				17	
Saipem Energy Services SpA	81	26		(2)	(1)	13
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda						(11)
Saipem SA	109	94	179	8	12	6
Saipem SpA	911	157	47	33	86	1
Serfactoring SpA	149			5		
Snam Rete Gas SpA	6.223				276	77
SnamprogettiChiyoda s.a.s di Saipem SpA		99				
Società EniPower Ferrara Srl	177			1	9	
Stoccaggi Gas Italia SpA	937				40	
Syndial SpA		1.514	44	83	1	
Toscana Energia Clienti SpA	51				3	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.074				62	48
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	350	337	165	19	41	(29)
	13.749	**3.810**	**23.421**	**240**	**714**	**(382)**
Imprese collegate e a controllo congiunto						
Blue Stream Pipeline Co BV			716			
Raffineria Di Milazzo ScpA			70			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			126			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	5				14	
	5		**912**		**14**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
Gruppo Gestore Servizi Elettrici						58
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)						
						58
	13.754	**3.810**	**24.333**	**240**	**728**	**(324)**

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale l'Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con *spread* coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

I rapporti finanziari con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano il fair value dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo GSE - Gestione Servizi Elettrici.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, Impegni e rischi" delle presenti Note al bilancio.
Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante).

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2007			31.12.2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	15.336	8.905	58,07	14.403	7.368	51,16
Passività finanziarie a breve termine	9.009	5.311	58,96	5.839	3.536	60,56
Debiti commerciali e altri debiti	6.752	3.253	48,19	7.335	3.013	41,08
Altre passività correnti	2.794	428	15,32	1.778	1.031	57,99
Passività finanziarie a lungo termine	8.666			11.237	272	2,42
Altre passività non correnti	667	228	34,17	2.566	712	27,75

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007			2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	47.810	11.042	23,10	47.671	10.569	22,17
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	42.706	19.371	45,36	44.142	22.974	52,05
Proventi finanziari	2.527	1.075	42,54	4.766	729	15,30
Oneri finanziari	2.441	641	26,26	4.632	241	5,20
Strumenti derivati	(1.473)	684		528	(324)	

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2007	2008
Ricavi e proventi	11.061	10.701
Costi e oneri	(19.353)	(23.298)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(793)	(295)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	212	1.101
Dividendi ed interessi	5.843	6.094
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**(3.030)**	**(5.697)**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	56	
- immobilizzazioni materiali	104	(200)
- partecipazioni e titoli	(3.877)	(4.159)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	*(38)*	*39*
Flusso di cassa degli investimenti	(3.755)	(4.320)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali		
- partecipazioni e titoli	604	39
Flusso di cassa dei disinvestimenti	604	39
- Crediti finanziari	8.438	(101)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**5.287**	**(4.382)**
- Variazione debiti finanziari	(4.977)	(1.501)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(4.977)**	**(1.501)**
Disponibilità derivanti da fusioni	(641)	51
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(3.361)**	**(11.529)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007			2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	8.332	(3.030)	n.s.	11.173	(5.697)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(5.965)	5.287	n.s.	(6.249)	(4.382)	70
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.094)	(4.977)	n.s.	(4.701)	(1.501)	32
Effetto delle fusioni	(641)	(641)	100	51	51	100

35 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi non ricorrenti netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2007	Esercizio 2008	Variazione
Sanzione AEEG utilizzo stoccaggio strategico	45		(45)
Curtailment TFR	32		(32)
Accantonamenti a fondi rischi a fronte istruttorie AEEG	(6)		6
Accantonamenti (utilizzi) per procedimento Antitrust nel settore delle paraffine[a]	(50)	21	71
	21	**21**	

(a) Informazioni sull'istruttoria sono fornite nella nota n. 29 "Garanzie, impegni e rischi" delle note al bilancio consolidato.

I proventi non ricorrenti netti riguardano l'utilizzo per esuberanza del fondo costituito a fronte degli oneri conseguenti all'eventuale esito negativo della procedura di infrazione nel *business* delle paraffine promossa dalla Commissione Europea Antitrust (21 milioni di euro).

36 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2008 di Eni SpA che chiude con l'utile di 6.744.606.179,37 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 6.744.606.179,37 euro, che residua in 4.385.965.842,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione l'11 settembre 2008, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2008 ammonta perciò a 1,30 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,65 euro per azione a partire dal 21 maggio 2009, con stacco cedola il 18 maggio 2009.

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente
Roberto Poli

13 marzo 2009

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art 2429, comma3, c.c.

Signori Azionisti,
la presente Relazione è redatta dal Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 10 giugno 2008 e, per quanto attiene l'attività svolta dal precedente Collegio, è basata sulle relative risultanze documentali.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. A seguito della emanazione del Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica all'Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale Regolamento, modificato da ultimo il 30 marzo 2007, il Collegio Sindacale dell'Eni ha integrato le proprie funzioni estendendo le competenze all'attività di vigilanza sulle società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai corrispondenti organi di controllo (ove esistenti) ai sensi dell'art. 151 del d. lgs 58/98.
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione n. DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, che sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia.
   Sulla base delle informazioni a noi rese disponibili, possiamo ragionevolmente ritenere che le operazioni poste in essere dalla Società sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
c) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate;
d) nell'adunanza del 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha approvato le nuove Linee Guida Eni in materia di operazioni con interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate ai sensi dell'art. 2391-bis del c. civ., in attesa che siano emanate le disposizioni della Consob in materia. Fino alla data di approvazione delle Linee Guida, le operazioni rilevanti con parti correlate sono state identificate in base al Principio Contabile IAS 24 e alla specifica normativa interna del 4 luglio 2006 e del 20 dicembre 2007 relativa all'informativa di bilancio. Segnaliamo altresì che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche di Eni S.p.A hanno fornito espresse dichiarazioni relativamente ad eventuali operazioni effettuate con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del d. lgs. n. 58/98 sia direttamente, sia per interposta persona o per il tramite di soggetti a loro riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24.
   In proposito, si è rilevato che solo un componente del Consiglio di Amministrazione, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, ha dichiarato l'effettuazione di operazioni commerciali e di servizi di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo da parte di un gruppo di società riconducibili ad un proprio familiare, rientrante nella fattispecie di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello IAS 24, in quanto soggetto che detiene la maggioranza azionaria della relativa holding controllante.
   Dalle informazioni rese disponibili nel corso dei Consigli di Amministrazione ai sensi di legge, non risulta che gli amministratori abbiano posto in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società.
   Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione e nelle note al bilancio di esercizio e consolidato ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni, tutte di natura ordinaria, poste in essere con società controllate e con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Alcune operazioni con parti correlate, ritenute di maggiore rilievo, sono state sottoposte all'esame del Consiglio di Amministrazione. In particolare il Consiglio ha esaminato e rappresentato nella Relazione sulla gestione l'erogazione a Eni Foundation di un contributo finalizzato ad un versamento da parte della stessa al Fondo di Solidarietà previsto dal D.L. n. 112 del 25 giugno 2008;
e) la società di revisione ha rilasciato, in data 7 aprile 2009, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del d. lgs. 58/98 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data". Inoltre, ai sensi dell'art. 156, comma 4-bis, del d. lgs. 58/98, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione ha dichiarato che "la Relazione sulla gestione è coerente con il bilancio al 31 dicembre 2008";
f) la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del d. lgs n. 58/98, in relazione al disposto dell'articolo 2433-bis, comma 5, del c. civ. (acconto sui dividendi);
g) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 del c. civ. ;
h) la clausola 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.
   In applicazione di tale disposizione è stata emanata la Procedura n. 221 del 26 giugno 2006 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute dall'Eni e dalle Società controllate, dirette e indirette" che prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amminis-

trativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi anche in forma confidenziale o anonima. A tal riguardo abbiamo esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2008 dall'internal audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2008 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 149 fascicoli di segnalazioni (148 nel 2007), di cui n. 79 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno (78 nel 2007).

Sulla base delle istruttorie concluse dall'internal audit, nel corso del 2008 sono state archiviati n. 153 fascicoli (116 nel 2007), di cui n. 89 (40 nel 2007) afferenti il sistema di controllo interno e 64 (76 nel 2007) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente agli 89 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'internal audit, è risultato che 24 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (20 nel 2007), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e/o di provvedimenti organizzativi/gestionali nei confronti dei soggetti interessati. In 50 casi (15 nel 2007) gli accertamenti eseguiti dall'internal audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; in 15 casi (5 nel 2007), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'internal audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono comunque state intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno.

Al 31 dicembre 2008, restavano aperti n. 57 fascicoli (61 al 31 dicembre 2007), di cui n. 40 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno (51 al 31 dicembre 2007).

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso da parte dell'internal audit, allo stato attuale non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;

i) non abbiamo conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

j) in allegato alle Note del bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob.

Gli "altri servizi" forniti alle società controllate dall'Eni SpA dalla società di revisione, PricewaterhouseCoopers SpA (PwC) e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 160, comma 1-ter, d. lgs. 58/98 e dalle norme Consob di attuazione.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers SpA;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers SpA;

k) in data 30 luglio 2008 abbiamo espresso il parere favorevole ai sensi dell'art. 24 dello Statuto Sociale e dell'art. 154-bis, comma 1, del d.lgs. 58/98, sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione, di nomina del Chief Financial Officer, Alessandro Bernini a Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari; abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c. civ.;

l) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del d. lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri e scambi di documenti con la società di revisione e con i collegi sindacali di alcune società controllate, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Anche dall'esame delle relazioni dei Collegi sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;

m) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Societaria prodotta semestralmente in base alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2007; (ii) l'esame della relazione del Preposto al Controllo Interno sul Sistema di controllo Interno di Eni; (iii) l'esame dei rapporti dell'internal audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (iv) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti; (v) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (vi) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act; (vii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del d.lgs. 58/98; (viii) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato. Dall'attività svolta non sono emerse situazioni o fatti critici che possono far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno di Eni nel suo complesso. Fermo restando tale giudizio, dalle analisi svolte sono emerse comunque opportunità di miglioramento in specifiche aree del Sistema di Controllo Interno, inquadrabili nel generale processo di continuo miglioramento dell'efficacia e efficienza del Sistema stesso perseguito dalla Società;

n) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei d. lgs. 231/01 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. L'Organismo di Vigilanza, la cui istituzione e composizione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2008 senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

o) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del d. lgs 58/98 e della disciplina prevista dalla Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

p) abbiamo vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del d. lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina dell'Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice

promosso da Borsa Italiana SpA, secondo quanto precisato nella Relazione sul governo societario predisposta dagli Amministratori, e abbiamo altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenz a dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

q) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnaliamo che - alla data del 31 dicembre 2008 - le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese rilevanti ai fini del sistema Eni di controllo sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2008, il Collegio si è riunito 22 volte (con una presenza media del 95% dei suoi componenti), ha assistito alle 19 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media del 93% dei suoi componenti). Inoltre, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, e - relativamente a taluni argomenti – nella sua interezza,il Collegio Sindacale ha partecipato alle 18 riunioni del Comitato per il controllo interno (con una presenza media del 91% dei suoi componenti).

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2008 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

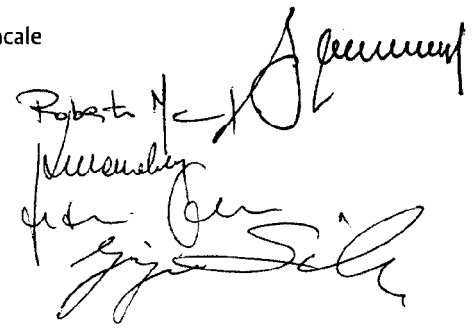
Ugo Marinelli, Presidente del Collegio Sindacale

Roberto Ferranti, Sindaco effettivo

Luigi Mandolesi, Sindaco effettivo

Tiziano Onesti, Sindaco effettivo

Giorgio Silva, Sindaco effettivo



Roma 7 aprile 2009

Di seguito è fornito l'elenco degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti dai membri del Collegio Sindacale al 7 aprile 2009, data di redazione della Relazione del Collegio per l'Assemblea (Allegato ex. art. 144 quinquesdecies Regolamento Emittenti) – Tra parentesi è indicato il bilancio di esercizio con la cui approvazione termina il mandato.

Ugo Marinelli: Presidente del Collegio Sindacale in Eni SpA (2010), Società Energie Rinnovabili SpA(2009), Società Energie Rinnovabili 1 SpA (2009), AD Moving SpA (2009); Consigliere di Amministrazione in Finanziaria Gold- Fingold SpA(2010);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 5;

Roberto Ferranti: Sindaco Effettivo in Eni SpA (2010), SOGEI SpA (2008);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 2;

Luigi Mandolesi: Presidente del Collegio Sindacale in Procter & Gamble Holding Srl (2011), Finamca SpA (2009), Impreme SpA (2010), Edf EN Italia SpA (2010), Progetto Dinamico SpA (2011); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Pietro Mezzaroma e Figli SpA (2008), Larimart SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in Villa Margherita SpA (2009), Finconcordia SpA (2008);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 10;

Tiziano Onesti: Presidente del Collegio Sindacale in Gruppo Editoriale l'Espresso (2008), A.G.I. SpA (2009), Finegil Editoriale SpA (2009), Indipendenza SpA in liq. (2010), La Grande Cucina SpA (2010), NewCo. RAI International SpA (2009), Pm & Partners SpA SGR (2008), Sagrim SpA in liq. (2010), Saiim SpA in liq. (2010), Satimag Srl (2010), Servizi Aerei SpA (2009), Villa York Srl in liq. (2010); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Heuler Hermes Siac SpA (2009), Ford Italia SpA (2009), Mazda Motor Italia SpA (2010), Nbc Universal Global Networks Italia Srl (2008), Siac Services Srl (2010), Sviluppo Italia Puglia SpA (2008);
numero incarichi in società quotate: 2; numero complessivo incarichi: 19;

Giorgio Silva: Presidente del Collegio Sindacale: Hewlett Packard Italiana Srl (2008), T.S.P. – Tecnologie e servizi per il Pubblico Srl (2008), Kedrios SpA (2009), Fotospazio SpA (2009); Sindaco Effettivo in Eni SpA (2010), Luxottica S.pA. (2008), R.C.S. Mediagroup SpA (2008), Bolton Alimentari SpA (2008), Alitalia Compagnia Aerea Italiana SpA (2010), Cai Second SpA (2010), Air One SpA (2010), Air One City Liner SpA (2010), Air One Technic SpA (2010), European Avia Service SpA (2010), Sia Ssb SpA (2009):
numero incarichi in società quotate: 3; numero complessivo incarichi: 15.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D.Lgs. 58/1988 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2008.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2008 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2008:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente;

3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

13 marzo 2009

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2008. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005, compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 5 aprile 2008.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2008 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa della Eni SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 055471747 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - **Trento** 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti, compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dall'articolo 156, comma 4-bis, lettera d), del DLgs n° 58/98. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla CONSOB. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2008.

Roma, 7 aprile 2009

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

Deliberazione dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni S.p.A., tenutasi il 30 aprile 2009, ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2008 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile di 6.744.606.179,37 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 6.744.606.179,37 euro, che residua in 4.385.965.842,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione l'11 settembre 2008 e messo in pagamento il 25 settembre 2008, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2008 ammonta perciò a 1,30 euro;
  - alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo 2008 a partire dal 21 maggio 2009, con stacco fissato al 18 maggio 2009.

PAGINA BIANCA

eni
Allegati
2008

PAGINA BIANCA

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2008

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2008, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate é indicato il criterio di valutazione.

In nota é riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'*International Standard* ISO 4217.

Al 31 dicembre 2008 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	**46**	**237**	**283**						
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	15	46	61	45	97	142			
Valutate con il metodo del costo	6	14	20	10	25	35	8	27	35
	21	**60**	**81**	**55**	**122**	**177**	**8**	**27**	**35**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		4	4						
Possedute da imprese a controllo congiunto				4	21	25			
		4	**4**	**4**	**21**	**25**			
Totale imprese	**67**	**301**	**368**	**59**	**143**	**202**	**8**	**27**	**35**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro; (ii) totale ricavi: 6,250 milioni di euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità.

Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2008 Eni controlla 23 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi. Di queste 23 società, 16 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (15) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Ulteriori 2 società saranno anch'esse soggette ad imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Delle 23 società controllate 18 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, della Frigstad Discoverer Invest Ltd, delle attività congolesi della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc.

Eni controlla inoltre 25 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2008 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PriceWaterhouseCoopers. Fanno eccezione i bilanci della Petromar Lda (Angola) e della SAGIO Companhia Angolana de Gestao de Installacao Offshore Lda (Angola) entrambi oggetto di revisione contabile da parte della Auren.

Al 31 dicembre 2008 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 14 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 6 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 2 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Le restanti 6 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA(#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'Economia e delle Finanze	20,31	100,00	C.I.
				Cassa Depositi e Prestiti SpA	9,99		
				Eni SpA	9,56		
				Altri Soci	60,14		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	2.792.805	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.824.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	8.983.555	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Iepc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	81.403.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Astrakhan Gas and Oil Co	Astrakhan (Russia)	RUB	100.000	Burren En S.& T. Ltd Burren Energy Ltd Soci Terzi	51,00 3,00 46,00	3,00	C.I.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En.(Berm)Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	48.285.907	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Buguruslan) Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	CYP	1.000	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Congo) Ltd (15)	Road Town, Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En.(Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Drilling Services Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	CYP	1	Burren En.(Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy New Ventures Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Oman) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren(Cyp)Hold.Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	CYP	1.000	Burren(Cyp)Hold.Ltd	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(15) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Burren Energy Shipping & Transportation Ltd	Samara (Russia)	RUB	173.000	Burren Ship M. Ltd	100,00		
Burren Energy (Yemen) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Resources Petroleum Ltd (15)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Burren En.(Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	100.072.000	Eni UHL Ltd Soci Terzi	0,07 (a) 99,93	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc - (L)	100,00		
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	8.851.149	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota Di Controllo: Eni UHL Ltd 100,00
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(15) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.100.000.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	17.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni MOG Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Norge AS	Forus, Stavanger (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	1.770.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PetroRussia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd (ex Secab Niugini Ltd)	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	6.573.036	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	505.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eurl Eni Algerie	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	USD	1	First Calgary P. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Ltd	Calgary (Canada)	USD	764.678.495	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	CAD	10	First Calgary P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	First Calgary P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara, Gujarat (India)	INR	1.304.931.560	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E.Co Ltd	100,00		P.N.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Grand Maghreb BV	100,00		Co.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO 'Eni Energhia'	Mosca (Russia)	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Sviluppo Tec.Ind.SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En.(Congo)Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En.(Congo)Ltd Soci Terzi	45,55 37,00 17,45		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	35,20 10,20 5,10 49,50	47,62	C.I.
COM. e S.V. Srl - Gas & Power	Palermo	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		Co.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci Terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	300.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Deutschland SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	16.362.447,720	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,59	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Rete Gas Roma Srl	Roma	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	1.120.000	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA(#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.956.445.600	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci Terzi	50,03 (a) 9,99 39,98	55,59	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	130.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA Italgas SpA Toscana Energia SpA	61,45 17,77 20,78	79,22	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 55,59
Soci Terzi 44,41

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv.Gas Cuyana SA Eni SpA Soci Terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Distrigas NV (#)	Bruxelles (Belgio)	EUR	66.228.301,690	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	57,24 42,76	57,24	C.I.
Distri RE SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	3.000.000	Distrigas NV	100,00	57,24	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	2.766.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Dusseldorf (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport GmbH (ex Eni Gas & Power GmbH)	Francoforte Sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport International SA (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Distrigas NV Sofipar SA Soci Terzi	56,00 7,33 36,67	36,24	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	547.363.600	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl	Bruxelles (Belgio)	EUR	123.946	Distrigas NV Interconnector Ltd Soci Terzi	51,00 48,00 1,00		P.N.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Financement et de Participation SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	955.603.747,050	Distrigas NV Transfin SA	0,11 99,89	57,13	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
South Stream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	50,08	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Sofid SpA Soci Terzi	50,00 (a) 0,16 (..) 49,83	50,08	C.I.
Transfin SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	1.239.467,620	Distrigas NV Soci Terzi	99,80 0,20	57,13	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Isole del Canale)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 50,08
Sofid SpA (..)
Soci Terzi 49,91

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AgipFuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	8.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Rete SpA	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	AgipRete SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L.SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipRete SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	56.875.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Messina Fuels SpA	Roma	EUR	1.000.000	AgipRete SpA	100,00		P.N.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Ecuador SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Hungaria Zrt	Budapest (Ungheria)	HUF	9.491.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Iberia SLU (ex Eni España Comercializadora de Gas SA)	Madrid (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.250.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00	100,00	C.I.
Agip Oil Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	800.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	SKK	370.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Agip Olaj Magyarország Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	5.950.100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.529,29	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	SKK	740.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni International BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV (ex Eni Trading BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle County (USA)	USD	36.000.000	Eni Trad.&Ship. SpA	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA (10)	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Russia)	RUB	246.760	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(4) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	39,16 25,59 1,79 33,46		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Americas Inc	New York (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Polimeri France SAS	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH (12)	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	367.575	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Dunastyr Zrt	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana Do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci Terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 (a) 1,44 55,65	43,55	C.I.
IN ITALIA							
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì (NU)	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
Saipem Energy Italia SpA	Porto Marghera (VE)	EUR	120.000	Saipem En.Serv SpA	100,00	43,55	C.I.
Saipem Energy Services SpA (ex Energy Maintenance Services SpA)	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Chiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,51	C.I.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
ALL'ESTERO							
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Saipem SpA Snamprog.Netherl. BV	99,00 1,00	43,55	C.I.
Bannorsud - Comércio Serviços de Consultoria e Investimentos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA	100,00		P.N.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,55	C.I.
BOS Investment Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,55	C.I.
BOS - UIE Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	BOS Investment Ltd	100,00	43,55	C.I.
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	43,55	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,55	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,78	C.I.
ERSAI Marine Llc	Republic Of Kazakhstan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	Saipem UK Ltd E.M.I. Ltd	50,00 50,00	43,55	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 43,55
Soci Terzi 56,45

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00	43,55	C.I.
Frigstad Discoverer Invest Ltd (8)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	215.000	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
Frigstad Discoverer Invest (S) Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	2	Frigstad Dis.Inv.Ltd	100,00	43,55	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	500.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01		P.N.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	43,55	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,55	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,55	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island-Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	100.719.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,55	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Delong H-ECMP Lda Soci Terzi	70,00 30,00	30,49	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	30.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	99,99 (..)	43,55	C.I.
SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Ltda (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saibos Construções Maritimas Ltda	Funchal (Portogallo)	EUR	27.551.052	Saipem SA	100,00	43,55	C.I.
Saigut SA De Cv	Ensenada B.C. (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv.M.SA Cv	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Città Del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Beijing (Cina)	USD	250.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..) (..)	43,55	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,66	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	14.719.299	Saipem En.Serv SpA Soci Terzi	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Saipem India Projects Ltd (ex Saipem India Project Services Ltd)	Chennai (India)	INR	197.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saibos Con. Mar.Ltda	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,95 (a) 58,05	18,02	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV European M. C. BV	99,92 0,04 0,04	43,55	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,94	C.I.
Saipem Perfurações e Construções Petrolíferas Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,55	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,55	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota Di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38; Soci Terzi 58,62

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Città Del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,55	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,55	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	9.710.000	Saipem SA	100,00	43,55	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden, Surrey (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kyiv (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,55	C.I.
Saipem Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,95 0,05		Co.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Ltda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	86,00 14,00		P.N.
SAS Port de Tanger	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,55	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	26,13	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Lorient (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci Terzi	99,84 0,16	43,48	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Sigurd Rück AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog.Netherl. BV Snamp.Menag.Serv SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog.Netherl. BV	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti France Sàrl	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog.Netherl. BV	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog.Netherl. BV	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (13)	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	43,12	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (10)	Ginevra (Svizzera)	CHF	10.000.000	Snamprog.Netherl. BV	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog.Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,55	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc (ex Snamprogetti Saudi Arabia Ltd)	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog.Netherl. BV	95,00 5,00	43,55	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Entreprise N. M. SA	99,90 0,10	43,48	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,55	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,55	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Sonsub Ltd (in liquidazione)	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,55	C.I.
Star Gulf FZ Co (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,55	C.I.
Sud Est Cie SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	95.440	Sofresid SA Soci Terzi	99,70 0,30		Co.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem SGPS SA	100,00	43,55	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	429.622.708,320	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

IN ITALIA

Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid SpA	95,00 5,00		P.N.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	58,70 41,30		P.N.
RESCO ScpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	912.000	Syndial SpA Soci Terzi	93,80 6,20		P.N.

ALL'ESTERO

Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Sofid SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	35.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.

ALL'ESTERO

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (8) (in liquidazione)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (†) (in liquidazione)	San Martino Trecate (NO)	EUR	5.680.950	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886	Tecnomare SpA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	3.651.400.618	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Artic Russia BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Eni Oil Co Ltd (†) (8)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo (†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV (†) (ex Mellitah Gas BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
OAO "Arctic Gas Co"	Novyi Urengoi City (Russia)	RUB	2.400.000	OOO "SeverEnergia"	100,00		
OAO "Neftegaztekhnologiya"	Novyi Urengoi City (Russia)	RUB	500.000	OOO "SeverEnergia"	100,00		
OOO "SeverEnergia" (†) (ex OOO "EniNeftegaz")	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Eni Oil Holdings BV Artic Russia BV	(..) 99,99		P.N.
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co (ex Ras El Barr Petroleum Co)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS (†) (ex Trans Anadolu Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret AS)	Istanbul (Turchia)	TRL	2.030.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc (†)	Houston (USA)	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Azione senza Valore Nominale.
(†) La società è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	387.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co (†)	Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
ZAO Urengoil Inc	Yanar (Russia)	RUB	119.750.280	OOO "SeverEnergia"	100,00		
Zetah Noumbi Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	100	Burren En.(Congo)Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Energia SpA Soci Terzi	51,00 49,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA (†)	Arcore (MI)	EUR	175.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero (NO)	EUR	250.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo (LO)	EUR	100.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	EUR	200.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	142.360.921	Italgas SpA Soci Terzi	49,38 50,62		P.N.
Toscana Partecipazioni SpA	Ospedaletto (PI)	EUR	11.700.000	Toscana Energia SpA Soci Terzi	99,00 1,00		
Toscana Servizi ScpA	Pisa	EUR	330.931,440	Toscana Energia SpA Soci Terzi	51,00 49,00		
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Energia SpA Soci Terzi	56,67 43,33		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA (†)	Terni	EUR	2.120.000	Italgas SpA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Altergaz SA (#)(†)	Levallois Perret (Francia)	EUR	18.905.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	38,91 61,09		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv.Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis AeriouThessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stuttgart (Germania)	EUR	76.694.000	Enbw Eni Verw. mbH	100,00		
Gaz de Bordeaux SAS	Bordeaux (Francia)	EUR	757.576	Eni G&P France BV Altergaz SA Soci Terzi	17,00 17,00 66,00		P.N.
Gerecse Gázvezeték Építõ és Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabànya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	8.462.080	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	EniPower SpA Soci Terzi	22,77 77,23		P.N.
Rhodigaz SAS (†)	Lyon (Francia)	EUR	37.800	Distrigas NV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed.Pip.Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SETGAS - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci Terzi	21,87 78,13		P.N.
South Stream AG (†)(10)	Zug (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci Terzi	89,00 11,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (†)(10)	Zurich (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (†)(8)	St. Helier (Isole del Canale)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Épitō es Vagyonkezelō Részvénytársaság (†)	Tatabanya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Infrastructeres BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA (†)	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BT Trasporti SpA	Ariccia (RM)	EUR	1.800.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	AgipRete SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA (†)	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	AgipRete SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Fox Energy SpA (†)	Pesaro (PU)	EUR	20.000.000	AgipRete SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve Di Soligo (TV)	EUR	140.400	AgipRete SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
HUB Srl	Fiumicino (RM)	EUR	4.248.000	AgipRete SpA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Italoil Srl (†) (in liquidazione)	Livorno	EUR	500.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PAR Srl	Roma	EUR	900.000	AgipRete SpA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	2.844.600	AgipRete SpA Soci Terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona (AL)	EUR	1.500.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Venezia Tecnologie SpA (†)	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga (LO)	EUR	10.200.000	AgipRete SpA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungs gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA (10)	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH (†)	Buchenhain Baierbrunn (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carburoil SA (†)(10)	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd (8) **(ex Italsing Petroleum Co Pte Ltd)**	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Galp Energia SGPS SA (#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG (†)	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA (10)	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Duesseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	5.270.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Priolo Servizi ScpA ***(ex Priolo Servizi Scarl)***	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci Terzi	35,70 5,00 59,30		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	EUR	8.751.500	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci Terzi	35,11 27,83 37,06		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria e costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio Snamprogetti - ABB LG Chemicals (‡) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Modena Scarl (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Sp-Tkp Fertilizer Srl (†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA (in liquidazione)	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci Terzi	44,88 55,12		P.N.
Barber Moss Ship Management AS (†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society (†)	Baku (Azerbaigian)	AZN	2.000	Star Gulf FZ Co Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A Wll (†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	0(a)	Entreprise N. M. SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog.Netherl. BV Fertiliz.N.Orien.SA Soci Terzi	20,00 (..) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petróleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (†)	Victoria Island-Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota senza Valore Nominale.
(†) La società è a controllo congiunto.
(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Guangdong Contractor Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda (16)	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H-ECMP Lda Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Moss Mosvold II Management Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Nigetecsa Fze (†)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd (†)	Kingston-Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00		P.N.
OOO "Moss Krylov Maritime" (†)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd (†)(8)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine.SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (†)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO Fzco (†)(8)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd (†)	Nuova Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipon Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Servicios de Construcciones Caucedo SA (†) (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP (†)(9)	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci Terzi	49,00 51,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(16) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl (†)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog. F. Sàrl Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Maintenance Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.000.000	Starstroi Llc	100,00		
Starstroi-Security Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
STTS Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda (13)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Delong H-ECMP Lda Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem Lng, Lp (†)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo - Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
TSLNG Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	0(a)	Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
TZS, Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS, Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
02 PEARL Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota senza Valore Nominale.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella Della Ricerca (BR)	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci Terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno (in liquidazione)	Giulianova (TE)	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci Terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,55(a) 40,45		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota Di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.582.709.027,590	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68
North Caspian Operating Co BV	The Hague (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	18,52 81,48
OAO Gazprom Neft	San Pietroburgo (Russia)	RUB	7.586.079,422	Eni PetroRussia BV Soci Terzi	20,00 80,00
OPCO - Sociedade Operacional Angola Lng SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad & Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	472.558,060	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	11,48 88,52
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci Terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Interconnector (UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	12.754.680	Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi	11,04[a] 5,02 83,94
Lusitaniagas - Companhia de Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci Terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	13,04 86,96

(a) Quota Di Controllo:

Distrigas NV	11,40
Eni International BV	5,00
Soci Terzi	83,60

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo (PR)	EUR	213.600	Eni SpA Ce.P.I.M. SpA Soci Terzi	0,70 26,60 72,70
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	17,69 82,31
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA(14)	Roma	EUR	185.924,48	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Compania de Economia Mixta 'Austrogas'	Cuenca (Ecuador)	USD	1.021.532,520	Agip Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur Snc	Pouteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay (Francia)	EUR	1	Agip France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00
G.I.P. Groupement Immobilier Petrolier	Tremblay (Francia)	EUR	40.000	Agip France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte Sul Meno (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci Terzi	12,25 87,75
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Berlin (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci Terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia Marghera (VE)	EUR	453.238	Syndial SpA Soci Terzi	14,88 85,12
Società per la Promozione Industriale del Nord Sardegna cpA	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	15,00 85,00

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U.SpA Soci Terzi	10,67 89,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 40)

Agip Iberia SLU	Madrid	Refining & Marketing	Rilevanza
Astrakhan Gas and Oil Co	Astrakhan	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Bermuda) Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Buguruslan) Ltd	Nicosia	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Congo) Ltd	Tortola	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Oman) Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Services) Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy (Yemen) Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy Drilling Services Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy India Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy Ltd	Nicosia	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy New Ventures Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Energy plc	Londra	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Resources Petroleum Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Burren Shakti Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Distri RE SA	Lussemburgo	Gas & Power	Acquisizione
Distrigas NV	Bruxelles	Gas & Power	Acquisizione
Eni Canada Holding Ltd	Calgary	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles	Gas & Power	Costituzione
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Costituzione
Eni Gas & Power GmbH	Dusseldorf	Gas & Power	Costituzione
Eni Hewett Ltd	Aberdeen	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle County	Refining & Marketing	Costituzione
Eni West Timor Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Finpipe GIE	Bruxelles	Gas & Power	Acquisizione
First Calgary Petroleums LP	Wilmington	Exploration & Production	Acquisizione
First Calgary Petroleums Ltd	Calgary	Exploration & Production	Acquisizione
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary	Exploration & Production	Acquisizione
First Calgary Petroleums UK Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara, Gujarat	Exploration & Production	Acquisizione del Controllo
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Beijing	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Saipem Energy Italia SpA	Marghera	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	Lussemburgo	Ingegneria e Costruzioni	Costituzione
Saipem Ukraine Llc	Kyiv	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Sigurd Rück AG	Zurigo	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Snamprogetti Chiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Costituzione
Société de Financement et de Participation SA	Bruxelles	Gas & Power	Acquisizione
Transfin SA	Bruxelles	Gas & Power	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 14)

Agip España SA	Alès	Refining & Marketing	Cessione
Agip Portugal Combustiveis SA	Alès	Refining & Marketing	Cessione
AgipFuel SpA	Roma	Refining & Marketing	Fusione
Engineering & Management Services SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV (in liquidazione)	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai	Ingegneria e Costruzioni	Irrilevanza
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai	Ingegneria e Costruzioni	Irrilevanza
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	Corporate e Società Finanziarie	Cessione
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Roma	Refining & Marketing	Fusione
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Saipem FPSO SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Saipem Projects SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Siciliana Gas SpA	Palermo	Gas & Power	Fusione
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Fusione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SpA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2008

Acqua Campania SpA - Napoli
L'Assemblea del 17 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 3.603.519 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.465.000 euro, pari a 0,70 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 138.519 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 353.430 euro in data 19 maggio 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)
L'Assemblea del 18 Aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 541.851 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 100.000 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 414.759 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 51.000 euro in data 21 novembre 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 6.608.036,850 euro, pari al 51% del capitale sociale di 12.956.935 euro.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)
Il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2008 sottoposto all'Assemblea del 23 dicembre 2008 chiude con un utile di 246.587 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.032.920 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma
L'Assemblea del 24 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 216.883 euro e ha deliberato di imputare l'utile di esercizio a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

AgipFuel Nord SpA - San Donato Milanese
A seguito della fusione per incorporazione dell'AgipFuel SpA, avvenuta in data 21 dicembre 2007 con efficacia giuridica 1° gennaio 2008, Eni ha acquisito n. 8.670.000 azioni del valore nominale di 1 euro pari al 100% del capitale sociale di 8.670.000 euro.
L'Assemblea dell'8 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 666.065 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di uguale importo. Eni ha incassato il dividendo in data 23 aprile 2008.
La partecipazione nella società è costituita da n. 8.670.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 8.670.000 euro.

AgipRete SpA - Roma
L'Assemblea dell'8 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 145.000 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 27.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.480.000 euro.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) - Pomezia

A seguito della fusione per incorporazione dell'AgipFuel SpA e della Praoil Oleodotti Italiani SpA, avvenuta, rispettivamente in data 21 e 31 dicembre 2007 con efficacia giuridica 1° gennaio 2008, Eni ha acquisito n. 2 quote del valore nominale di 52.286 euro e di 64.009 euro pari al 92,66% del fondo consortile di 125.507 euro.

La partecipazione nel consorzio è costituita da due quote pari al 92,66% del fondo consortile di 125.507 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione) - San Martino Trecate

L'Assemblea del 26 febbraio 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 947.824 euro, attribuendo il risultato come segue: al consorziato Eni 1.038.744 euro, risultante dal riconoscimento integrale degli effetti connessi all'utilizzo per esuberanza del fondo rischi (1.129.664 euro), al netto della quota della perdita di gestione di pertinenza Eni di 90.920 euro, il cui importo complessivo è di 181.840 euro; all'altro consorziato la perdita di gestione di competenza di 90.920 euro.

La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del fondo consortile di 5.680.950 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 12 marzo 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 26.197.138 pesos argentinie ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 25.846.931 pesos argentini, pari a 0,12773297 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 959.650 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.767.930 pesos argentini nel periodo aprile-agosto 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 53.049.387 euro e ha deliberato di distribuire in due *tranche*, un dividendo di 53.000.000 di euro, pari a 0,53 euro per azione portando a nuovo l'utile residuo di 49.387 euro. Eni ha incassato il dividendo di 53.000.000 di euro nel periodo maggio - novembre 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Eni Angola SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 13.805.232 euro e ha deliberato di coprire detta perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo.

In data 24 giugno 2008 Eni ha versato, a totale liberazione delle azioni sottoscritte in data 28 novembre 2007, la somma di 15.000.000 di euro, a titolo di seconda e ultima *tranche* dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 28 novembre 2007.

In data 3 luglio 2008 è avvenuta l'iscrizione dell'aumento del capitale sociale di 20.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 200.000 azioni, pari al 100% del capitale sociale, a n. 20.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 20.200.000 euro.

Eni Coordination Center SA

L'Assemblea del 4 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 245.288.495 dollari USA e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, unitamente agli utili non distribuiti l'anno precedente, il riporto a nuovo.

In data 25 Aprile 2008, Eni ha acquistato da Eni International BV i diritti di opzione relativi all'aumento del capitale sociale di 1 miliardo di dollari USA e in data 30 maggio 2008 ha versato a Eni International BV un corrispettivo di 136.762.344 dollari USA.

In pari data, Eni ha acquistato da Eni Trading BV n. 1 azione del valore nominale di 500 dollari USA per un corrispettivo di 603,02 dollari USA versati in data 5 maggio.

L'Assemblea del 30 maggio 2008 ha deliberato l'aumento del capitale sociale di 1.000.000.000 di dollari USA mediante emissione di n. 2.000.000 di azioni del valore nominale di 500 dollari USA. In pari data, Eni ha sottoscritto n. 2.000.000 di azioni del valore nominale di 500 dollari USA e ha versato a totale liberazione delle stesse la somma di 1.000.000.000 di dollari USA.

L'Assemblea del 10 dicembre 2008 ha deliberato di distribuire un dividendo di 233.000.000 di dollari USA pari a 39,15919 dollari USA per azione. Eni ha incassato il dividendo di 78.318.419,17 dollari USA in data 12 dicembre 2008.

La partecipazione nella società è costituita da n. 2.000.001 azioni del valore nominale di 500 dollari USA, pari al 33,61% del capitale sociale di 2.975.036.000 dollari USA.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 303.703 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 280.000 euro, pari a 0,07 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 8.518 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 12 luglio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 1.739.250 euro e ha deliberato di coprire tale perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale a 15.200.000 euro; in pari data Eni ha versato la somma di 1.739.250 euro.

L'Assemblea del 25 giugno 2008 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 2008 che chiude con la perdita di 12.407.195 euro e ha deliberato di coprire tale perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo.

L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future pari a 5.100.000 euro. In data 27 giugno 2008 Eni ha versato la somma di 5.100.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 15.200.000 azioni, pari al 100% del capitale sociale a n. 2.792.805 azioni, del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.792.805 euro.

Eni Gas & Power Belgium SA - Bruxelles (Belgio)

In data 6 ottobre 2008 è stata costituita la società Eni Gas & Power Belgium SA con un capitale sociale di 1.000.000 di euro, rappresentato da n. 10.000 azioni.

La società ha per oggetto sociale lo svolgimento dell'attività di produzione, acquisto, trasporto, stoccaggio, vendita e distribuzione delle materie prime energetiche come il gas infiammabile, il gas naturale, l'energia elettrica e gli altri prodotti energetici; inoltre essa può costruire, sviluppare e gestire le reti per la distribuzione di gas, nonché effettuare attività di sviluppo delle applicazioni del gas e dei relativi sottoprodotti. Essa ha inoltre per oggetto l'acquisto, la vendita e la locazione di apparecchi in genere e dei relativi accessori, nonché la progettazione, l'esecuzione, l'installazione e la gestione di impianti inerenti all'uso del gas e suoi sottoprodotti.

L'Assemblea del 28 novembre 2008 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.000.000 di euro a 2.766.000.000 di euro. In pari data, Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 2.764.723.500 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2008 è costituita da n. 9.999 azioni pari al 99,99% del capitale sociale di 2.766.000.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SpA - San Donato Milanese

In data 27 maggio 2008 è stata costituita la società Eni Gas & Power Belgium SpA, con un capitale sociale di 300.000 euro, rappresentato da n. 300.000 azioni del valore nominale di 1 euro.

In pari data, Eni ha versato la somma di 1.000.000 di euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale e dell'intera riserva sovrapprezzo azioni di 700.000 euro, pari a 2,33333 euro per azione.

La società ha per oggetto sociale lo svolgimento dell'attività di produzione, acquisto, trasporto, stoccaggio, vendita e distribuzione di energia e di progettazione e costruzione ed esercizio di impianti per la distribuzione di gas a mezzo rete, nonché di attività di sviluppo delle applicazioni del gas e dei relativi sottoprodotti, di acquisto, vendita e locazione di apparecchi in genere e relativi accessori, nonché di progettazione, esecuzione, installazione e gestione di impianti inerenti all'uso del gas e suoi sottoprodotti.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2008 da n. 300.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 300.000 euro.

Eni Gas Transport Deutschland SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 44.774.176 euro e ha deliberato, di distribuire agli azionisti un dividendo di 44.752.322 euro, pari a 8,073 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 21.854 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 28 aprile 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 5.485.977 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.211.678 euro, pari a 0,03498 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 29 maggio 2008.

L'Assemblea ha inoltre approvato di distribuire agli azionisti un dividendo straordinario di 1.388.322 euro utilizzando allo scopo la riserva sovrapprezzo azioni. Eni ha incassato il dividendo in data 29 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd - Dublino - (Irlanda)

L'Assemblea del 3 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 58.456.636 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di quote del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)

L'Assemblea del 19 Dicembre 2007 ha approvato la messa in liquidazione della società e la nomina del liquidatore.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,9980% del capitale sociale di 50.000.000 dollari USA.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 23 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 7.687.132.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più *tranche*, un dividendo di 4.700.000.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 2.987.132.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2008.

L'Assemblea dell'1 dicembre 2008 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 720.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha versato la somma di 720.000.000 di dollari USA in data 3 dicembre 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 128.336.685 del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd -Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 22 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con una perdita di 1.260.990 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 22 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 496.119.484 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In data 30 giugno 2008, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di distribuire agli azionisti in più *tranche*, un dividendo straordinario di 730.000.000 di lire sterline utilizzando allo scopo i dividendi ricevuti dalla controllata Eni Lasmo Plc di 730.000.000 lire sterline. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza nel periodo tra il 2 e il 9 luglio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 100.928 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 1 dicembre 2008 ha deliberato l'aumento del capitale sociale di 9.000.000 di euro mediante emissione di n. 9.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro.

In pari data, Eni ha sottoscritto n. 9.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 9.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale, a n. 9.824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 9.824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA -Gela

L'Assemblea dell'11 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 63.755.874 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 63.752.000 euro pari a 12,26 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 3.874 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc - Wilmington (USA)

L'Assemblea del 13 marzo 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 108.754.491 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 18 dicembre 2008 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 7.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In data 22 dicembre 2008 Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 4.469.987 dollari USA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 63,86% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

Eni Timor Leste SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 34.321.090,75 euro che residua in 12.234.664,97 euro dopo la copertura della perdita di 22.086.425,78 euro deliberata dall'Assemblea il 20 dicembre 2007 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 ottobre 2007. In pari data l'Assemblea ha deliberato di coprire la perdita per 12.234.664,97 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo.

L'Assemblea del 30 ottobre 2008 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2008 che chiude con la perdita di 7.781.780,65 euro e ha deliberato di coprire tale perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future di 4.000.000 di euro. In data 31 ottobre 2007 Eni ha versato la somma di 4.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 29.000.000 di azioni, pari al 100% del capitale sociale a n. 8.983.555 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 8.983.555 euro.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma

In data 1° gennaio 2008, è avvenuta l'iscrizione dell'aumento del capitale sociale di 1.675.000 euro, deliberato dall'Assemblea del 12 dicembre 2007.

L'Assemblea del 15 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 3.482.535 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

In data 14 maggio 2008, Eni ha acquistato da Polimeri Europa SpA n. 1.675.000 azioni rappresentative del 3,29% del capitale sociale di Eni Trading & Shipping SpA per un corrispettivo di 10.350.000 euro.

Il Consiglio di Amministrazione del 26 novembre 2008 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 50.875.000 euro a 56.875.000 euro, mediante emissione di n. 6.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, con un sovrapprezzo complessivo di 24.000.000 di euro.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 5 dicembre 2008 Eni ha sottoscritto n: 6.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 30.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 49.200.000 azioni a n. 56.875.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 56.875.000 euro.

EniPower SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 96.590.040,57 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 37.797.913,96 euro, pari a 0,04 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 53.962.624,58 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 23 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniServizi SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 343.293 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 312.266 euro, pari a 0,12 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 13.862 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 24 aprile 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 17 dicembre 2008 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2008 che chiude con l'utile di 700.065 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

Ieoc SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 140.833.162,16 euro che residua in 88.240.933,04 euro dopo la copertura della perdita di 52.592.229,12 euro deliberata dall'Assemblea il 30 ottobre 2007 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2007. In pari data l'Assemblea ha deliberato di coprire la perdita residua di 88.240.933 euro mediante riduzione del capitale sociale di 88.240.000 euro, portando a nuovo la perdita residua di 933,04 euro.
L'Assemblea del 22 dicembre 2008 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2008 che chiude con la perdita di 59.356.864,91 euro che sommata alla perdita residua dell'esercizio precedente determina una perdita complessiva di 59.357.797,95 euro, e ha deliberato di coprire dette perdite cumulate per 59.357.000 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo, portando a nuovo la perdita residua di 797,95 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future di 32.000.000 di euro. In pari data, Eni ha versato la somma di 32.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 229.000 azioni, pari al 100% del capitale sociale a n. 81.403 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di. 81.403.000 euro.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 444.821 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 12 marzo 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 13.130.237 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.722.544 pesos argentini, pari a 2,12 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva facoltativa per 248.819 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 9.669.133 pesos argentini nel periodo aprile-agosto 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 37.970.010 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 36.069.957 euro pari a 0,14973 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.553 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 30 aprile 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 100.686.825 euro e ha deliberato di attribuire l'utile di 24.186.825 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 76.500.000 euro (2,55 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 12 dicembre 2007), agli azionisti a titolo di dividendo per 149.500.800 euro, pari a 4,98336 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 125.313.975 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 39.991.464 euro in data 18 aprile 2008.
In data 14 marzo 2008 Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari a 26,75% del capitale sociale, alla Helvetia Schwelzerische Versicherungsgesellschaft AG per il corrispettivo di 11.783.017 euro.

Polimeri Europa SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 40.091.652 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare l'utile residuo di 38.087.069 euro a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 1.553.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.553.400.000 euro.

Raffineria di Gela SpA - Gela

L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 4.867.645 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 178.885 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 286.930.571 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 0,44 euro per le azioni ordinarie e di 0,47 euro per le azioni di risparmio, pari complessivamente a 191.827.306 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 80.756.737 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 83.346.255 euro in data 22 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,91315% del capitale sociale di 441.410.900 euro.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 1.109.638 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 35.917.238 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 35.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma

L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 33.663 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento a riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Snam Rete Gas SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 595.763.493 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 454.895.561 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 140.867.932 euro (0,08 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 18 settembre 2007), agli azionisti a titolo di dividendo per 228.926.965 euro, pari a 0,13 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 225.937.496 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 127.249.599 euro in data 30 maggio 2008.

Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 29 luglio 2008 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2008 di 0,09 euro per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola (20 ottobre 2008) con messa in pagamento a partire dal 23 ottobre 2008. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 88.095.876 euro in data 23 ottobre 2008.

In attuazione dei piani di *stock option* sono state emesse complessivamente n. 127.500 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale sociale ammonta a 1.956.445.600 euro.

A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione dell'Eni, ferme restando le n. 978.843.070 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 50,03496% del 31 dicembre 2007 al 50,03170%.

Società Italiana per il Gas pA - Torino

L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 255.892.396 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 254.785.947 euro pari a 1,01 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.106.449 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 19 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 252.263.314 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 252.263.314 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 1.096.544 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.203.150 euro, pari a 0,39 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 86.311 euro e parte della riserva sovrapprezzo azioni per 20.295 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 842.205 euro in data 15 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale sociale di 3.085.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 4.491.277 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma

L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 138.901.136 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 73.129.259 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 64.153.124 euro (0,39 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 giugno 2007), agli azionisti a titolo di dividendo per 70.732.932 euro, pari a 0,43 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 2.396.327 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 70.458.470 euro in data 6 maggio 2008.

In data 24 giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2008 di 85.537.499 euro, pari a 0,52 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 85.205.592 euro in data 30 giugno 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 163.856.908 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,61198% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 147.669.996 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 147.639.335 euro, pari a 0,97 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 30.661 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 2 maggio 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 152.205.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Syndial SpA - Attività diversificate - San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 352.059.744 euro che residua in 34.131.657 euro dopo la copertura della perdita di 317.928.087 euro deliberata dall'Assemblea del 19 dicembre 2007, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 25 febbraio 2008 Eni ha sottoscritto n. 462 azioni del valore nominale di 0,09 euro, rimaste inoptate a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 19 dicembre 2007.

A totale liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato la somma di 42 euro in data 27 febbraio 2008.

A completamento dell'operazione di aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 19 dicembre 2007, nel 2008 sono state sottoscritte complessivamente n. 10.192 azioni del valore nominale di 0,09 euro. Il capitale sociale è variato da 429.621.791 euro a 429.622.708 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 4.773.574.000 azioni a n. 4.773.574.462 azioni del valore nominale di 0,09 euro, pari al 99,99977% del capitale sociale di 429.622.708 euro.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia

L'Assemblea del 3 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 10.041.840 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 53.672.000 euro, pari a 134,18 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 38.705.667 euro, la riserva straordinaria di 3.682.488 euro e la riserva statutaria di 1.242.005 euro. Eni ha incassato il dividendo in due *tranche*, rispettivamente di 26.800.000 euro in data 15 maggio 2008 e di 26.872.000 euro in data 16 giugno 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködû Részvénytársaság - Hajduszoboszlo (Ungheria)
L'Assemblea del 17 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 123.481.010.629 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA - Pistoia
L'Assemblea del 15 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 543.126 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva utili portati a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 33.789.951 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 61,44978% del capitale sociale di 7.148.428 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands) - Sede Amministrativa San Donato Milanese
L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 23.235.480 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 23.239.170 euro, pari a 211,65 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 7.549 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 3.859 euro.
Eni ha incassato il dividendo in data 24 aprile 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

■ Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2008

Acam Clienti SpA - La Spezia
L'Assemblea del 29 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 1.373.163 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo parziale della riserva da apporto soci.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 12 marzo 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 36.334.301 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 37.546.982 pesos argentini, pari a 0,234 pesos argentini per azione utilizzando allo scopo parte della riserva facoltativa per 3.029.397 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 11.770.979 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Galp Energia SGPS SA - Lisbona (Portogallo)
L'Assemblea del 6 maggio 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 560.842.229 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 434.796.132 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 126.046.097 euro (0,152 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 17 ottobre), agli azionisti a titolo di dividendo per 139.314.106 euro, pari a 0,168 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 267.439.915 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 46.447.323 euro in data 30 maggio 2008.
In data 18 settembre 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2008 di 124.097.358 euro, pari a 0,14965 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 41.374.059 euro in data 22 ottobre 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 276.472.160 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 33,34% del capitale sociale di 829.250.635.000 euro.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 12 marzo 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 18.144.157 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 19.148.961 pesos argentini, pari a 2,8155268 pesos argentini per azione utilizzando allo scopo parte della riserva facoltativa per 1.912.012 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.787.240 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Italoil Srl (in liquidazione) - Livorno
A seguito della fusione per incorporazione della Praoil Oleodotti Italiani SpA, avvenuta in data 31 dicembre 2007 con efficacia giuridica 1° gennaio 2008, Eni ha acquisito n. 1 quota del valore nominale di 250.000 euro pari al 50% del capitale sociale di 500.000 euro.
L'assemblea del 23 dicembre 2008 ha approvato il bilancio finale di liquidazione che chiude con la perdita di 135.858 euro e il piano di riparto contenente l'assegnazione a Eni di disponibilità liquide di 21.848,47 euro, di un credito di imposta di 45.917,81 euro e la rinuncia espressa al credito residuo di 11.763,67 euro.
Il liquidatore ha presentato istanza di cancellazione della società dal Registro delle Imprese di Livorno.

Mariconsult SpA – Milano
L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 53.133 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo di 50.476 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Promgas SpA - Milano
L'Assemblea del 23 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 5.770.609 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo
L'Assemblea del 21 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Seram SpA - Fiumicino
L'Assemblea del 28 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 160.184 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA - Setubal (Portogallo)
L'Assemblea del 27 marzo 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 5.557.737 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva statutaria, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 5.057.541 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Transmed SpA - Milano
L'Assemblea del 18 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con la perdita di 42.886 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 25 giugno 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 29.936.077 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 29.899.000 dollari USA, pari a 29 dollari USA per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 37.077 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 14.949.500 dollari USA in data 30 giugno 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Union Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 22 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 299.851.511 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per 533.911 euro, di attribuire l'utile di 74.817.111 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 225.034.400 euro (412 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 18 dicembre 2007), agli azionisti a titolo di dividendo per 74.283.200 euro, pari a 136 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 37.141.600 euro in data 7 maggio 2008.
In data 22 luglio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2008 di 176.422.600 euro, pari a 323 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 88.211.300 euro in data 30 luglio 2008.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 17 dicembre 2008 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 119.071.600 euro, pari a 218 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 59.535.800 euro in data 22 dicembre 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl - Venezia

L'Assemblea del 15 maggio 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 12.113.622 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di 605.681 euro e alla riserva straordinaria di 9.265.974 euro, di imputare l'utile residuo di 2.241.967 euro a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA - Porto Marghera (Venezia)

In data 9 aprile 2008 Eni ha acquistato da Inpact S.A. n. 25 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 16,5% del capitale sociale, al prezzo di 175.000 euro, pari a 7.000 euro per azione.

L'Assemblea del 23 aprile 2008 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 che chiude con l'utile di 208.658 euro e ha deliberato previo accantonamento alla riserva legale di 20.740 euro, di imputare l'utile residuo di 187.918 euro alla riserva facoltativa.

L'Assemblea del 27 maggio 2008 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 350.000 euro utilizzando allo scopo riserve disponibili, pari a 2,33 euro per azione.

Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 175.000 euro in data 30 giugno 2008.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è variata da n. 50 azioni a n. 75 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 50% del capitale sociale di 150.000 euro.

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2008 (migliaia di euro)
Revisione contabile	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	7.863
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	308
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi [1]	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	112
Revisione contabile	i) Revisore della capogruppo [2] ii) Rete del revisore della capogruppo [3]	i) Società controllate ii) Società controllate	7.198 12.167
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	159 87
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 46
Altri servizi [4]	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	29 192
Totale			28.161

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla rete PricewaterhouseCoopers sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(2) Di cui Euro 263 migliaia per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto
(3) Di cui Euro 1.279 migliaia per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto
(4) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla PricewaterhouseCoopers SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità.

ENI SpA

BILANCIO D'ESERCIZIO 2009

Assemblea ordinaria degli azionisti del 27 e 29 aprile 2010

L'avviso di convocazione è stato pubblicato
sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
n. 35, parte II del 23 marzo 2010 pag. 1.

Disclaimer

La relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Relazione e bilancio consolidato

Relazione sulla gestione
Profilo dell'anno
Lettera agli Azionisti

Andamento operativo
Exploration & Production
Gas & Power
Refining & Marketing
Petrolchimica
Ingegneria & Costruzioni

Commento ai risultati e altre informazioni
Commento ai risultati economico-finanziari
Conto economico
Stato patrimoniale riclassificato
Rendiconto finanziario riclassificato
Fattori di rischio e di incertezza
Evoluzione prevedibile della gestione
Altre informazioni
Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari
Impegno per lo sviluppo sostenibile
Glossario

Bilancio consolidato
Schemi di bilancio
Criteri di redazione e principi di consolidamento
Criteri di valutazione
Note al bilancio consolidato
Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Attestazione del *management*

Relazione della Società di revisione

Relazione e bilancio d'esercizio di Eni SpA

Relazione sulla gestione
Andamento operativo
Commento ai risultati economico-finanziari
Compensi e altre informazioni

Bilancio di esercizio
Schemi di bilancio
Criteri di redazione e di valutazione
Note al bilancio d'esercizio

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Attestazione del *management*

Relazione della Società di revisione

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2009
Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Allegati alle note del bilancio di esercizio
Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento

Profilo dell'anno

I risultati

Nel 2009 Eni ha conseguito l'utile netto di 4,37 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* è stato di 5,21 miliardi di euro, in diminuzione del 48,8% per effetto della flessione dell'utile operativo del settore Exploration & Production a causa del peggioramento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi dell'anno, e del settore Refining & Marketing per il calo del margine di raffinazione. I settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni hanno invece migliorato la propria *performance* operativa.

Il *cash flow* (flusso di cassa netto da attività d'esercizio) di 11,14 miliardi di euro, unitamente ai disinvestimenti di partecipazioni e *asset* minori (3,6 miliardi di euro) e alla quota di terzi dell'aumento di capitale connesso alla riorganizzazione dei *business* regolati Italia (1,54 miliardi di euro), hanno consentito di finanziare in parte gli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,69 miliardi di euro, il completamento dell'acquisizione di Distrigas per 2,04 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi Eni per 4,17 miliardi di euro. A fine esercizio il *leverage* è pari a 0,46 (0,38 al 31 dicembre 2008).

Il dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,00 euro per azione (1,30 euro per azione nel 2008), di cui 0,50 già distribuiti nel settembre 2009 a titolo di acconto. Il *management* conferma l'impegno di Eni nel sostenere una costante creazione di valore per gli azionisti.

La produzione di idrocarburi

Nel 2009 la produzione di idrocarburi è stata di 1,769 milioni di barili/giorno, in flessione dell'1,6% rispetto al 2008; invariata se si escludono i tagli OPEC (-28 mila barili/giorno). La crescita organica e gli avvii hanno compensato gli impatti di problemi tecnici e di sicurezza in Nigeria, la minore produzione di gas assorbita dal mercato europeo e il declino di giacimenti maturi.

L'obiettivo al 2013 è di conseguire il livello produttivo di oltre 2 milioni di barili/giorno con un tasso di crescita medio annuo nel periodo superiore al 2,5%, in base allo scenario di prezzo di 65 dollari/barile costante nel periodo.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del riferimento Brent a 59,9 dollari/barile ammontano a 6,57 miliardi di boe. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve è stato del 96% corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA, il tasso di rimpiazzo si ridetermina nel 109%.

Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 103,72 miliardi di metri cubi, in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%). La significativa riduzione dei volumi registrata sul mercato nazionale, per effetto della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-24,3%), è stata compensata dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

Al 2013 Eni intende conseguire un volume di vendite

di circa 118 miliardi di metri cubi con un tasso di incremento medio annuo superiore al 3%. In un contesto di mercato particolarmente sfidante, la crescita di Eni sarà supportata dall'eccellente posizionamento strategico in Europa e dal rafforzamento delle sinergie commerciali con Distrigas.

Distrigas

Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA sulle azioni di minoranza cui è seguito il *delisting* del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria *leadership* nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.

Riorganizzazione *Business* regolati del gas in Italia

Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas in Italia attraverso la cessione a Snam Rete Gas delle attività di distribuzione e di stoccaggio di gas naturale svolte attraverso le consociate Italgas e Stoccaggi Gas Italia. L'operazione ha consentito a Eni di generare valore attraverso il conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

***Partnership* strategica Eni-Gazprom**

La *partnership* strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due *partner* intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nell'*upstream* e nel mercato gas. In particolare, nel 2009: (i) è stato ceduto il 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom al prezzo contrattuale di 3,07 miliardi di euro; (ii) è stata perfezionata la cessione del 51% della *joint venture* Eni-Enel OOO SeverEnergia a Gazprom in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il valore della transazione in quota Eni è di 940 milioni di dollari (incassato per il 25% alla data di bilancio e per il restante 75% il 31 marzo 2010); (iii) è stato concordato l'ampliamento dello *scope of work* originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream con un incremento della capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Principali sviluppi di portafoglio

Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato South Oil Company e Missan Oil Company hanno ratificato il contratto di sfruttamento del giacimento *giant* Zubair in Iraq. Lo sviluppo prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Nel gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "*in place*" certificate di 35 miliardi di barili.

Nel giugno 2009 è stata perfezionata l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc. della quota del 27,5% degli *asset* detenuti dalla società nell'Area "Alliance", nel Texas settentrionale, contenente riserve di *gas shale*. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli *asset* acquisiti è stata di 4 mila boe/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.

Nel novembre 2009 Eni si è aggiudicata la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.

Nel maggio 2009 Eni e il Ministero del Petrolio egiziano hanno firmato un accordo che prevede l'estensione di 10 anni della concessione del giacimento *giant* di Belayim con l'impegno Eni di spesa di 1,5 miliardi di dollari nei prossimi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi.

Nel gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività *downstream* che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete nonché *asset* commerciali nel *business* avio e attività complementari di logistica e stoccaggio.

Nell'ottobre 2009 Eni e i *partner* commerciali di Turchia e Russia nella realizzazione dell'oleodotto Samsum-Ceyhan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che sancisce l'impegno a definire le condizioni economiche e contrattuali per l'ingresso nel progetto delle imprese russe, tale da assicurare i volumi di greggio necessari a garantirne la sostenibilità economica. Il progetto realizzerà un *by-pass* per il petrolio proveniente da est evitando il trasporto via mare attraverso lo stretto dei Dardanelli e il Bosforo, con importanti ricadute in termini di sicurezza e protezione dell'ambiente.

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre *Newco* alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre *cluster* di titoli, raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord

Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotone. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli *asset* del Nord e Centro Italia.

Partnership agreement

Nel 2009 sono state definite importanti *partnership* strategiche con i Paesi detentori di riserve di idrocarburi, che fanno leva sul modello di cooperazione Eni volto a integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* di sviluppo socio-economico nei Paesi ospitanti. Tali accordi, che hanno interessato in particolare Angola, Egitto, Kazakhstan e Turkmenistan, rappresentano altrettante opportunità di accesso a nuove riserve.

L'attività esplorativa

Nel 2009 l'attività esplorativa (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi, in particolare con la scoperta *giant* di Perla (Eni 50%) in Venezuela e con la scoperta ad elevato potenziale di Cabaça Norte (Eni 35%, operatore) in Angola. Altri importanti successi esplorativi sono stati ottenuti in Ghana, Golfo del Messico, Indonesia, Mare del Nord e Pakistan. Nell'anno sono stati completati 69 pozzi esplorativi in quota Eni, oltre a 10 pozzi *in progress* a fine esercizio con un tasso di successo commerciale del 43,6% in quota Eni.

Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di nuovi permessi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico e Norvegia, in linea con le strategie Eni di consolidamento delle presenze in aree selezionate.

Principali dati economici e finanziari		2007	2008	**2009**
(milioni di euro)				
Ricavi della gestione caratteristica		87.204	108.082	**83.227**
Utile operativo		18.739	18.517	**12.055**
Utile operativo *adjusted* [a]		19.004	21.608	**13.122**
Utile netto [b]		10.011	8.825	**4.367**
Utile netto *adjusted* [a][b]		9.569	10.164	**5.207**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		15.517	21.801	**11.136**
Investimenti tecnici		10.593	14.562	**13.695**
Investimenti in partecipazioni [c]		9.909	4.305	**2.323**
Dividendi per esercizio di competenza [d]		4.750	4.714	**3.622**
Dividendi pagati nell'esercizio		4.583	4.910	**4.166**
Costi di ricerca e sviluppo		208	217	**207**
Totale attività a fine periodo		101.460	116.673	**117.529**
Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo		19.830	20.837	**24.800**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo		42.867	48.510	**50.051**
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		16.327	18.376	**23.055**
Capitale investito netto a fine periodo		59.194	66.886	**73.106**
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	25,05	16,74	**17,80**
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.656,8	3.622,4	**3.622,4**
Capitalizzazione di borsa [e]	(miliardi di euro)	91,6	60,6	**64,5**

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".
(b) Di competenza Eni.
(c) Al netto delle disponibilità nette acquisite.
(d) L'importo 2009 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddittuali e finanziari		2007	2008	**2009**
Utile netto				
- per azione [a]	(euro)	*2,73*	*2,43*	***1,21***
- per ADR [a][b]	(USD)	*7,49*	*7,15*	***3,36***
Utile netto *adjusted*				
- per azione [a]	(euro)	*2,61*	*2,79*	***1,44***
- per ADR [a][b]	(USD)	*7,16*	*8,21*	***4,01***
Return On Average Capital Employed (ROACE)				
- reported	(%)	*20,5*	*15,7*	***8,0***
- adjusted	(%)	*19,4*	*17,6*	***9,2***
Leverage		0,38	0,38	**0,46**
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,30	1,30	**1,00**
Pay-out [c]	(%)	47	53	**83**
Redditività complessiva per l'azionista (TSR)	(%)	3,2	(29,1)	**13,7**
Dividend yield [d]	(%)	5,3	7,6	**5,8**

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Il valore 2009 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

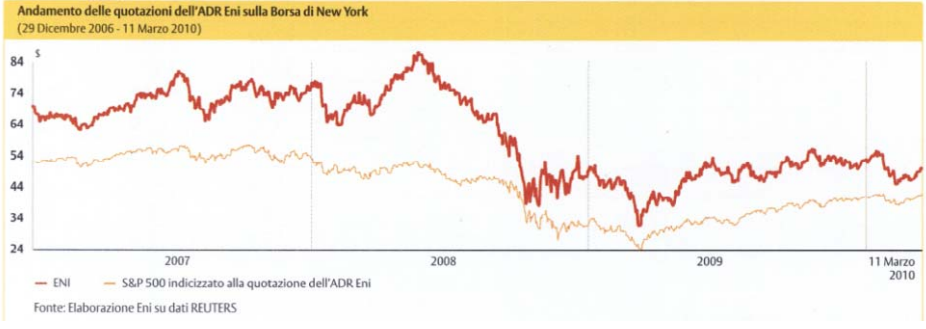
Principali indicatori di mercato		2007	2008	**2009**
Prezzo medio del greggio Brent *dated* [a]		72,52	96,99	**61,51**
Cambio medio EUR/USD [b]		1,371	1,471	**1,393**
Prezzo medio in euro del greggio Brent *dated*		52,90	65,93	**44,16**
Margini europei medi di raffinazione [c]		4,52	6,49	**3,13**
Margine di raffinazione Brent/Ural [c]		6,45	8,85	**3,56**
Margini europei medi di raffinazione in euro		3,30	4,41	**2,25**
Euribor - euro a tre mesi	(%)	4,3	4,6	**1,2**
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	5,3	2,9	**0,7**

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Principali dati operativi		2007	2008	**2009**
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.370	6.600	**6.571**
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	**3.463**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	**506**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	**10,2**
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	**1.769**
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1.026	**1.007**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	125	**124**
Gas & Power				
Vendite gas mondo [a]	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	**103,72**
Vendite di GNL [b]	(miliardi di metri cubi)	11,7	12,0	**12,9**
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	**6,88**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	**76,90**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	**33,96**
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	**34,55**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,80	12,03	**12,02**
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo [c]	(numero)	6.440	5.956	**5.986**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa [c]	(migliaia di litri)	2.486	2.502	**2.477**
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	**6.521**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.513	4.684	**4.265**
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.845	13.860	**9.917**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	15.390	19.105	**18.730**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	75.862	78.880	**78.417**

(a) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).
(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.
(c) I dati dell'esercizio 2007 includono le attività *downstream* in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

ENI IN BORSA



Consiglio di Amministrazione Eni

Roberto Poli
Presidente

Paolo Scaroni
Amministratore Delegato e Direttore Generale

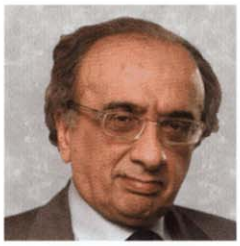
Lettera agli Azionisti

Nel 2009 Eni ha conseguito risultati superiori alle aspettative e tra i migliori dell'industria, in un contesto di mercato caratterizzato dalla recessione economica più forte degli ultimi sessanta anni. Tutto ciò è stato possibile grazie alla solidità del nostro portafoglio di *business* integrato, in grado di attenuare gli impatti delle contrazioni del ciclo economico.
Gli obiettivi raggiunti nel 2009 ci hanno consentito di proseguire la nostra strategia di crescita. In particolare abbiamo conseguito importanti risultati nei settori Exploration & Production e Gas & Power, con i progetti *giant* in Venezuela e Iraq, l'ingresso in nuove aree a elevato potenziale come il Ghana, il perfezionamento di accordi strategici nelle aree *core* di Russia, Regione del Caspio (Kazakhstan e Turkmenistan) e Africa, il completamento dell'acquisizione di Distrigas e la riorganizzazione dei *business* regolati in Italia.
La consolidata *partnership* strategica con Gazprom, giunta nel 2009 al 40° anno di vita, ci consentirà di continuare a perseguire iniziative di sviluppo nei settori dell'*upstream* e del mercato del gas.
Il 22 gennaio 2010 abbiamo ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, della durata di 20 anni estendibili di ulteriori 5. L'obiettivo è di raggiungere il livello produttivo *target* di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.
Il 26 gennaio 2010 abbiamo siglato con la società di Stato venezuelana PDVSA l'accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento Junin 5, con riserve di olio pesante "*in place*" certificate di 35 miliardi di barili.
Eni, anche quest'anno, è stata riconosciuta fra le compagnie con il più elevato indice di sostenibilità tra le società del settore *oil&gas* presenti nel *Dow Jones Sustainability Index*.
Nel corso del 2009, abbiamo conseguito efficienze di 400 milioni di euro, con risparmi cumulati dal 2006 di 1,3 miliardi di euro.

Nonostante la ripresa del prezzo del petrolio, l'*outlook* 2010 presenta sfide importanti. Eni conferma la sua strategia e si propone di conseguire una crescita di lungo termine della produzione superiore alla media dei concorrenti e di consolidare la propria *leadership* nel mercato europeo del gas, preservando una solida struttura patrimoniale e continuando a creare valore per i suoi azionisti.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2009 è stato di 4,37 miliardi di euro.
L'utile netto *adjusted* è stato di 5,21 miliardi di euro con una flessione del 49%, rispetto al 2008, per effetto della rilevante flessione del prezzo del barile nei primi nove mesi dell'anno, della caduta del margine di raffinazione e dell'incremento del *tax rate adjusted*, che hanno più che bilanciato la crescita dei risultati di Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni.
La remunerazione del capitale investito (*ROACE*) è stata del 9,2% *adjusted*.
Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di 11,1 miliardi di euro, i proventi da cessioni di 3,6 miliardi di euro e la sottoscrizione da parte di terzi dell'aumento di capitale in Snam Rete Gas di 1,5 miliardi di euro, hanno consentito di finanziare parte dei fabbisogni per gli investimenti a sostegno dalla crescita organica e dell'esplorazione di 13,7 miliardi di euro, il completamento dell'acquisizione di Distrigas di 2,04 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di 4,17 miliardi di euro.
A fine esercizio il *leverage* è aumentato a 0,46.



Alberto Clô
Consigliere

Paolo Andrea Colombo
Consigliere

Paolo Marchioni
Consigliere

Marco Reboa
Consigliere

I risultati raggiunti ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1 euro per azione, di cui 0,50 già distribuiti come acconto nel settembre 2009.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La nostra strategia rimane immutata. Il robusto portafoglio progetti e le opportunità di investimento ci consentiranno di raggiungere i nostri obiettivi di crescita.
Nel prossimo quadriennio abbiamo in programma investimenti per 52,8 miliardi di euro, incluse le iniziative strategiche in Iraq e in Venezuela, con un incremento di circa l'8% rispetto al piano precedente.
Il *cash flow* e le operazioni di dismissione programmate ci consentiranno di finanziare gli investimenti e di remunerare gli azionisti.

La Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 3,9 miliardi di euro, in diminuzione del 50,9% rispetto al 2008, per effetto di uno scenario prezzi sfavorevole nei primi nove mesi (Brent -37%), dei minori volumi venduti e del maggior *tax rate*.
La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,769 milioni di barili/giorno in diminuzione dell'1,6% rispetto al 2008; escludendo i tagli OPEC, pari a circa 28 mila barili/giorno, la produzione risulta sostanzialmente invariata.
Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua di 10,2 anni al 31 dicembre 2009 (10 anni nel 2008). Abbiamo ampliato la *resource base* di oltre 1 miliardo di boe grazie al successo dell'attività esplorativa in Venezuela con la scoperta *giant* Perla, in Angola, Ghana e Golfo del Messico. Tutto ciò con una spesa per esplorazione inferiore del 30% rispetto al 2008.

Nel 2009 sono stati avviati 27 nuovi giacimenti, che contribuiranno a regime con 190 mila boe/giorno alla nostra produzione. Il portafoglio *upstream* è stato rafforzato, oltre che con gli accordi in Iraq e in Venezuela, anche attraverso i successi esplorativi in Angola e con le acquisizioni di nuove licenze in Ghana, nel mar di Barents e in Pakistan.
Siamo entrati a far parte di iniziative per la produzione di gas *unconventional* in Usa, con l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc di una partecipazione nell'Area "Alliance" contenente riserve di *gas shale*, e in Indonesia, aggiudicandoci la quota del 37,8% nella licenza di Sanga Sanga per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*).

L'obiettivo per il quadriennio è incrementare la produzione ad un tasso superiore al 2,5%, con un livello produttivo *target* di oltre 2 milioni di barili/giorno al 2013, assumendo uno scenario di prezzo del Brent pari a 65 dollari/barile. La maggior parte dei progetti sono prossimi alla *final investment decision* ("*fid*") o sono già stati sanzionati. Si prevede che la produzione al 2013 proverrà per circa tre quarti da giacimenti in esercizio al 2009 e per la parte restante da nuovi avvii, in particolare i progetti Zubair in Iraq, Kashagan e Algeria, First Calgary, che contribuiranno con circa 560 mila barili/giorno.

La Divisione **GAS & POWER** ha realizzato nel 2009 un utile netto *adjusted* di 2,92 miliardi di euro in aumento del 10% rispetto al 2008, nonostante la significativa flessione dei consumi di gas (-7,4% su scala europea; -10% nel mercato Italia). Questo risultato riflette la tenuta dei *business* regolati, l'ottima *performance* di Distrigas e le sinergie di integrazione.

Mario Resca
Consigliere

Pierluigi Scibetta
Consigliere

Francesco Taranto
Consigliere

Anche i volumi di vendita hanno tenuto, con quasi 104 miliardi di metri cubi, per effetto dell'espansione sul mercato europeo che ha consentito di assorbire il calo delle vendite in Italia (-24%).

Grazie alla *partnership* strategica con Gazprom, abbiamo rinegoziato i termini dei nostri principali contratti di approvvigionamento di lungo termine, migliorando la nostra flessibilità operativa.

La nostra strategia sarà focalizzata sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo del gas, dei margini e della quota di mercato in Italia, puntando sulla forza commerciale, le relazioni di lungo termine con i Paesi fornitori e l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionali. Accesso che non sarà intaccato dalla dismissione della proprietà dei tre gasdotti di importazione da Russia e Nord Europa, proposta in sede europea per la chiusura della vertenza *antitrust*.

Ci aspettiamo nel 2010 una debole ripresa della domanda di gas in particolare sul mercato italiano. L'integrazione commerciale con Distrigas e il beneficio delle rinegoziazioni con i fornitori internazionali ci consentiranno di assorbire eventuali flessioni delle vendite domestiche e mantenere quelle di gas complessive ai livelli del 2009.
Al 2013 ci proponiamo di raggiungere un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi, che corrisponde a un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

In Italia, per quanto riguarda i *business* regolati, prevediamo di ottenere ritorni indipendenti dall'andamento dello scenario, sostenuti dalla redditività garantita degli investimenti programmati e dalle sinergie derivanti dall'integrazione della filiera trasporto, distribuzione e stoccaggio.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha riportato una perdita di 197 milioni di euro dovuta all'estrema debolezza della raffinazione (-52% il margine TRC). Le lavorazioni sono state ridotte di un milione di tonnellate. Tali impatti sono stati attenuati in parte dalla buona tenuta delle attività commerciali, grazie alle efficaci azioni di *marketing* adottate.
Nel 2010, in uno scenario atteso ancora debole, la nostra strategia prevede investimenti selettivi volti a incrementare la capacità di conversione, a rafforzare la struttura impiantistica e aumentare l'efficienza energetica.
Nel *marketing* puntiamo a consolidare la *leadership* nel mercato italiano attraverso il continuo miglioramento degli *standard* qualitativi, i programmi di fidelizzazione, lo sviluppo del *business non-oil*, nonché il *re-branding* al marchio eni. All'estero la crescita sarà focalizzata su: Germania, Svizzera e Austria. In Austria, il 21 gennaio, abbiamo chiuso un accordo con Exxon per l'acquisizione di 135 impianti, attività extrarete, di logistica e stoccaggio.

La Divisione **INGEGNERIA & COSTRUZIONI** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 892 milioni di euro, con un aumento del 14% rispetto al 2008 per effetto della migliore *performance* operativa che ha beneficiato del robusto portafoglio ordini e del miglioramento dell'efficienza. Saipem sta completando l'espansione della propria flotta di mezzi di costruzione e di perforazione di classe mondiale, consolidando la sua *leadership* nelle attività di *project management*, ingegneria e costruzioni nel settore dei servizi all'industria petrolifera.

La **PETROLCHIMICA** ha riportato una perdita sia a livello operativo sia a livello di risultato netto *adjusted* (rispettivamente -426 e -340 milioni di euro) dovuta alle difficili condizioni di mercato: domanda in calo, eccesso

di capacità e forte pressione competitiva sui prodotti *commodity*.
La nostra strategia è incentrata al miglioramento dell'efficienza, riposizionando il *mix* prodotti su quelli a più elevato valore aggiunto e investendo in modo selettivo nelle aree a maggior vantaggio competitivo (stirenici ed elastomeri), utilizzando le nostre tecnologie proprietarie.

Sviluppo sostenibile

Nel campo dello sviluppo sostenibile, vogliamo confermarci fra le società del settore *oil&gas* con il più elevato indice di sostenibilità al mondo.
Per fare questo, dedicheremo i nostri sforzi al miglioramento della sostenibilità delle nostre attività facendo leva sull'impegno nella ricerca e nell'innovazione, sullo sviluppo delle comunità locali, sulla tutela dell'ambiente, sulla promozione di più elevati *standard* di salute e sicurezza e la valorizzazione delle nostre persone. Nella gestione dell'impresa e nei rapporti con i *partner*, la nostra priorità è la difesa e la promozione dei diritti umani.
Eni conferma il proprio impegno, nel prossimo quadriennio, nella ricerca e nell'innovazione tecnologica, focalizzando la propria attenzione sullo sviluppo di tecnologie per la scoperta e la produzione di idrocarburi, sull'uso di energie rinnovabili e sulla riqualificazione ambientale dei siti dismessi. Perseguiremo questi obiettivi attraverso alleanze strategiche con centri di eccellenza internazionali e con l'impegno delle nostre risorse.

L'attenzione dedicata alle persone è uno dei fattori di successo di Eni. Nella gestione delle risorse umane intendiamo realizzare programmi per migliorare le capacità di *leadership*, sviluppare la conoscenza del *business* e promuovere lo sviluppo internazionale.
Verso i Paesi e le comunità che ospitano le nostre attività instauriamo relazioni improntate ad un modello di cooperazione che ne promuova la crescita e il progresso attraverso la valorizzazione delle potenzialità locali, il trasferimento di competenze, la realizzazione di investimenti e lo sviluppo di *partnership*.

In conclusione, Eni archivia il 2009 con risultati positivi nonostante le difficoltà dello scenario energetico e di mercato. In un 2010 ancora incerto, Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al *top* del settore e a creare valore sostenibile per i suoi azionisti nel breve e nel lungo termine.

11 marzo 2010

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]
Presidente
Roberto Poli [2]
Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni [3]
Amministratori
Alberto Clô, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta, Francesco Taranto

DIRETTORI GENERALI
Divisione Exploration & Production
Claudio Descalzi [4]
Divisione Gas & Power
Domenico Dispenza [5]
Divisione Refining & Marketing
Angelo Caridi [6]

COLLEGIO SINDACALE [7]
Presidente
Ugo Marinelli
Sindaci effettivi
Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti, Giorgio Silva
Sindaci supplenti
Francesco Bilotti, Pietro Alberico Mazzola

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA
Raffaele Squitieri [8]
Sostituto
Amedeo Federici [9]

Società di revisione [10]
PricewaterhouseCoopers SpA

(1) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.
(2) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008.
(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione l'11 giugno 2008.
(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2008.
(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006.
(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007.
(7) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.
(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 28 ottobre 2009.
(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 3-4 dicembre 2008.
(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.

Exploration & Production

Principali indicatori di *performance* [a]		**2007**	**2008**	**2009**
Ricavi della gestione caratteristica [b]	(milioni di euro)	26.920	33.042	**23.801**
Utile operativo		13.433	16.239	**9.120**
Utile operativo *adjusted*		13.770	17.222	**9.484**
Utile netto *adjusted*		6.328	7.900	**3.878**
Investimenti tecnici		6.480	9.281	**9.486**
di cui: *ricerca esplorativa* [c]		*1.659*	*1.918*	**1.228**
Capitale investito netto *adjusted* a fine periodo [d]		23.826	30.362	**32.455**
ROACE adjusted [d]	(%)	30,4	29,2	**12,3**
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	($/barile)	67,70	84,05	**56,95**
- Gas naturale	($/migliaia di metri cubi)	191,37	282,82	**198,64**
- Idrocarburi	($/boe)	53,17	68,13	**46,90**
Produzioni [e]				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1.026	**1.007**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	125	**124**
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	**1.769**
Riserve certe [e][f][g]				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	**3.463**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	**506**
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.370	6.600	**6.571**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	**10,2**
Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve [e][g]	(%)	90	135	**96**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.023	10.891	**10.870**

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "*Business* regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(c) Include *bonus* esplorativi.
(d) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "*Return On Average Capital Employed (ROACE)*".
(e) Include la quota Eni delle *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(f) Sulla base della nuova *rule* SEC, ai fini della determinazione delle riserve certe 2009 è stato utilizzato il prezzo medio annuale, determinato come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno lavorativo di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Per gli anni precedenti è stato utilizzato il prezzo dell'ultimo giorno dell'anno.
(g) Include 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

Portafoglio

› È stato ratificato il *Technical Service Contract* con le compagnie di Stato dell'Iraq per lo sviluppo del giacimento di Zubair (Eni 32,8%). Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

› È stato siglato un accordo con la società di Stato venezuelana PDVSA per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "*in place*" certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno.

› È stata acquisita da Quicksilver Resources Inc. la quota del 27,5% degli *asset* detenuti dalla società nell'area "Alliance" nel Texas settentrionale, contenente riserve di *gas shale*. Quicksilver mantiene il 72,5% e l'*operatorship* dell'iniziativa. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli *asset* acquisiti è stata di 4 mila barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.

› È stata acquisita la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.

› Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre *Newco* alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre *cluster* di titoli raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotone. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle due Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli *asset* del Nord e Centro Italia.

› Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen.

Cessione delle partecipazioni negli *asset* russi

› Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile 2009 pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione, Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.

› Il 23 settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato, in forza dell'esercizio della *call option*, la cessione a Gazprom della quota del 51% della *joint-venture* che possiede le tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas nella regione di Yamal Nenets in Siberia. Il corrispettivo della cessione è di 940 milioni di dollari in quota Eni. Le parti hanno concordato di produrre il primo gas dal giacimento di Samburskoye entro giugno 2011 e di raggiungere il *target* di 150 mila boe/giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione.

Partnership Agreement

Nel 2009, attraverso il modello di cooperazione Eni, sono state definite importanti *partnership* strategiche con l'obiettivo di integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* di sviluppo socio-economico:

› Nel febbraio 2009 sono stati perfezionati i tre accordi con la compagnia petrolifera angolana Sonangol nell'ambito del *framework agreement* firmato nell'agosto 2008, che prevedono: (i) lo studio di fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica; (ii) studi e ricerche di aree *onshore* per la valutazione di possibili iniziative nel settore *upstream*; (iii) la definizione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani nel campo energetico.

› Nel marzo 2009 è stato firmato con il Governo del Pakistan un *Protocol for Cooperation* per lo sviluppo di progetti *upstream*, *midstream* e *downstream* nel Paese. Eni metterà a disposizione il proprio *know-how* e le innovative tecnologie nel campo dello sviluppo di giacimenti di idrocarburi.

› Nel maggio 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con il Ministero del Petrolio egiziano per ampliare la *partnership* nello sviluppo di idrocarburi. In particolare l'accordo prevede: (i) l'estensione fino al 2030 della concessione del giacimento *giant* Belayim (Eni 100%) nel Golfo di Suez, con l'impegno Eni di spesa per 1,5 miliardi di dollari nei pros-

simi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi; (ii) la collaborazione in future iniziative di sviluppo delle riserve di gas naturale a grandi profondità; (iii) l'avvio di iniziative nel campo della formazione e del *knowledge management*.

› Nell'agosto 2009 è stato firmato un accordo strategico con il Ministro del Petrolio della Repubblica Democratica del Congo al fine di avviare la cooperazione nello sviluppo delle importanti risorse di idrocarburi convenzionali e non convenzionali presenti nel Paese, la modernizzazione delle infrastrutture industriali nonché iniziative nel campo della formazione.

› Nel novembre 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con la compagnia petrolifera di Stato kazaka KazMunaiGas nell'ambito del Memorandum d'Intesa del luglio 2009. In particolare si prevede: (i) attività di esplorazione nelle aree di Isatay e Shangala nel Mar Caspio; (ii) studi di iniziative volte ad ottimizzare l'utilizzo del gas nel Paese; (iii) studi di possibili iniziative industriali congiunte, tra le quali l'*upgrading* della raffineria di Pavlodar controllata da KMG.

› Nel dicembre 2009 è stato firmato un protocollo d'intesa con il Turkmenistan allo scopo di promuovere e rafforzare la collaborazione nello sviluppo dell'industria petrolifera nel Paese. Eni, in collaborazione con l'Agenzia e le compagnie di Stato per gli idrocarburi, condurrà studi per valorizzare il potenziale minerario locale, mettendo a disposizione le proprie capacità in termini tecnologici, operativi e di sviluppo sostenibile.

Risultati finanziari

› L'utile netto *adjusted* di 3.878 milioni di euro è diminuito di 4.022 milioni di euro rispetto al 2008 (-50,9%) per effetto della flessione del prezzo del petrolio nei primi nove mesi, dei minori prezzi del gas naturale e della minore produzione venduta parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 12,3% nel 2009 (29,2% nel 2008).

› I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono diminuiti in media del 31,2% rispetto al 2008, per effetto della flessione delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (-36,6%).

Produzione

› La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dai nuovi avvii/crescita nonché dall'effetto prezzo positivo nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno).

› Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 2,5% con l'obiettivo di superare i 2 milioni di barili/giorno nel 2013, con un prezzo del Brent di 65 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica nelle aree *core* dell'Africa e dell'Asia centrale.

Riserve

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del prezzo di 59,9 dollari/barile per il *marker* Brent ammontano a 6,57 miliardi di boe (-0,4% rispetto al 2008). Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 96%, corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo verificatosi a fronte della crescita dei prezzi dei liquidi (il *marker* Brent di riferimento a fine 2008 era stato pari a 36,5 dollari/barile) il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

› Nel 2009 sono stati investititi 9.486 milioni di euro per la valorizzazione degli *asset* nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi quali la grande scoperta a gas di Perla nell'*offshore* venezuelano e la scoperta a olio nell'*offshore* angolano di Cabaça Norte. Inoltre, ulteriori importanti scoperte sono state effettuate in Ghana, nel Mare del Nord, nel Golfo del Messico e nell'*offshore* indonesiano.

› Sono stati completati 69 nuovi pozzi esplorativi (37,6 in quota Eni), oltre a 10 pozzi *in progress* a fine esercizio (4,2 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 41,9% (43,6% in quota Eni).

› Sono stati investiti 7.478 milioni di euro (+16,3% rispetto al 2008) nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola.

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi[1] sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente, le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di *PSA* sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (*Cost oil*) e della remunerazione fissata contrattualmente (*Profit oil*). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di *service* e di *buy-back*.

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe.

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve.

Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore[2]; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators* (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni delle unità operative; (iii) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (iv) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei *Division Reserves Evaluators* (*DRE*), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei *Reserves Evaluators* è conforme agli *standard* internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione[3] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[2]. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non ve-

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.
(2) I *report* degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.
(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

rificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2009 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton[4] hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009[5]. Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto[6]. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)		Società consolidate	Società in *joint venture* e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2008		**6.242**	**358**	**6.600**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)		680	15	695
Effetto prezzo		(100)	(3)	(103)
Promozioni nette		580	12	592
Acquisizioni		26		26
Cessioni		(1)		(1)
Produzione		(638)	(8)	(646)
Riserve certe al 31 dicembre 2009		**6.209**	**362**	**6.571**
Tasso di rimpiazzo *all sources*	(%)	95	150	96
Tasso di rimpiazzo *all sources* escluso l'effetto prezzo	(%)	109	187	109

Nel 2009 le promozioni nette a riserve certe (592 milioni di boe) sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+361 milioni di boe) in particolare in Egitto, Italia, Congo, Regno Unito e Stati Uniti a cui vanno dedotte le revisioni imputabili all'effetto prezzo (-103 milioni di boe) determinato sulla base della variazione del prezzo del *marker* Brent di riferimento, passato da 36,6 dollari/barile del 2008 a 59,9 $/barile del 2009, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve *equity* nei *PSA* e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione; (ii) nuove scoperte, estensioni ed altro (+297 milioni di boe), in particolare in Norvegia, Algeria, Iraq e Libia; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+37 milioni di boe) in particolare in Angola, Norvegia e Libia.

Le principali promozioni hanno riguardato i giacimenti Goliat in Norvegia, Belayim in Egitto, M'Boundi in Congo, Bahr Essalam in Libia, i progetti CAFC e MLE in Algeria e il giacimento di Zubair in Iraq.

Le acquisizioni si riferiscono quasi esclusivamente all'ingresso con una partecipazione del 27,5% in alcuni *asset* detenuti dalla società Quicksilver nell'area "Alliance" in Texas.

Nel 2009 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe[7] è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua delle riserve di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

(4) I *report* degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.
(5) Incluse le riserve delle società in *joint venture* e collegate.
(6) Include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.
(7) Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe di idrocarburi (milioni di boe)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [b]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 [a]	**747**	**638**	**1.879**	**1.095**	**1.061**	**198**	**259**	**133**	**6.010**	**360**	**6.370**
Sviluppate	*534*	*537*	*1.183*	*766*	*494*	*127*	*158*	*63*	*3.862*	*63*	*3.925*
Non sviluppate	*213*	*101*	*696*	*329*	*567*	*71*	*101*	*70*	*2.148*	*297*	*2.445*
Riserve certe al 31 dicembre 2008 [a]	**681**	**525**	**1.922**	**1.146**	**1.336**	**265**	**235**	**132**	**6.242**	**358**	**6.600**
Sviluppate	*465*	*417*	*1.229*	*827*	*647*	*168*	*133*	*62*	*3.948*	*68*	*4.016*
Non sviluppate	*216*	*108*	*693*	*319*	*689*	*97*	*102*	*70*	*2.294*	*290*	*2.584*
Riserve certe al 31 dicembre 2009 [a]	**703**	**590**	**1.922**	**1.141**	**1.221**	**236**	**263**	**133**	**6.209**	**362**	**6.571**
Sviluppate	*490*	*432*	*1.266*	*799*	*614*	*139*	*168*	*122*	*4.030*	*74*	*4.104*
Non sviluppate	*213*	*158*	*656*	*342*	*607*	*97*	*95*	*11*	*2.179*	*288*	*2.467*

Riserve certe di petrolio e condensati (milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [b]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 [a]	**215**	**345**	**878**	**725**	**753**	**44**	**138**	**29**	**3.127**	**92**	**3.219**
Sviluppate	*133*	*299*	*649*	*511*	*219*	*35*	*81*	*26*	*1.953*	*21*	*1.974*
Non sviluppate	*82*	*46*	*229*	*214*	*534*	*9*	*57*	*3*	*1.174*	*71*	*1.245*
Riserve certe al 31 dicembre 2008 [a]	**186**	**277**	**823**	**783**	**911**	**106**	**131**	**26**	**3.243**	**92**	**3.335**
Sviluppate	*111*	*222*	*613*	*576*	*298*	*92*	*74*	*23*	*2.009*	*27*	*2.036*
Non sviluppate	*75*	*55*	*210*	*207*	*613*	*14*	*57*	*3*	*1.234*	*65*	*1.299*
Riserve certe al 31 dicembre 2009 [a]	**233**	**351**	**895**	**770**	**849**	**94**	**153**	**32**	**3.377**	**86**	**3.463**
Sviluppate	*141*	*218*	*659*	*544*	*291*	*45*	*80*	*23*	*2.001*	*34*	*2.035*
Non sviluppate	*92*	*133*	*236*	*226*	*558*	*49*	*73*	*9*	*1.376*	*52*	*1.428*

Riserve certe di gas naturale (miliardi di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [b]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 [a]	**87**	**47**	**162**	**60**	**50**	**25**	**20**	**17**	**468**	**44**	**512**
Sviluppate	*65*	*38*	*87*	*42*	*45*	*15*	*13*	*6*	*311*	*6*	*317*
Non sviluppate	*22*	*9*	*75*	*18*	*5*	*10*	*7*	*11*	*157*	*38*	*195*
Riserve certe al 31 dicembre 2008 [a]	**81**	**40**	**179**	**59**	**69**	**26**	**17**	**17**	**488**	**43**	**531**
Sviluppate	*58*	*32*	*100*	*41*	*57*	*12*	*10*	*6*	*316*	*6*	*322*
Non sviluppate	*23*	*8*	*79*	*18*	*12*	*14*	*7*	*11*	*172*	*37*	*209*
Riserve certe al 31 dicembre 2009 [a]	**77**	**39**	**167**	**60**	**61**	**23**	**18**	**16**	**461**	**45**	**506**
Sviluppate	*57*	*35*	*99*	*41*	*53*	*15*	*14*	*16*	*330*	*7*	*337*
Non sviluppate	*20*	*4*	*68*	*19*	*8*	*8*	*4*		*131*	*38*	*169*

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc= 0,00615 barili di petrolio.

(a) In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state calcolate considerando un *working interest* Eni di 16,81% al 31 dicembre 2009 e 2008 e di 18,52% nel 2007.

Produzione

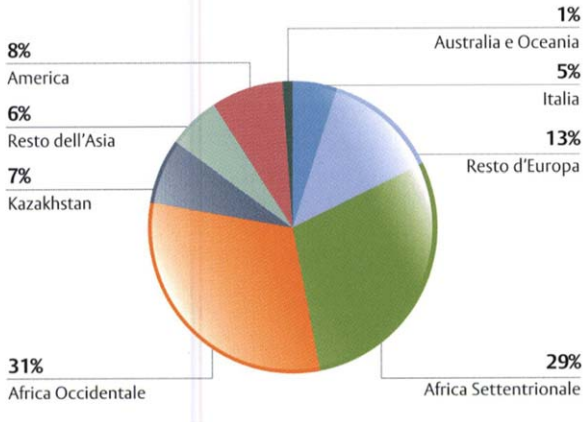
La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dagli avvii/crescita in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Venezuela e nel Golfo del Messico nonché dall'effetto prezzo positivo nei *PSA* e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2008).

La produzione di petrolio (1.007 mila barili/giorno) è diminuita di 19 mila barili/giorno rispetto al 2008 (-1,9%) per effetto dei tagli produttivi OPEC. Esclusa questa causa, l'impatto di fermate non programmate in Libia e il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, sono stati più che compensati dalla crescita organica registrata in: (i) Angola, per l'avvio del progetto Tombua-Landana (Eni 20%) e la migliore *performance* del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%); (iii) Kazakhstan, per una migliore *performance*; (iv) Golfo del Messico, per l'avvio dei progetti Thunderhawk (Eni 25%), Pegasus (Eni 58%) e Longhorn (Eni 75%); (v) Venezuela, per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (Eni 26%).

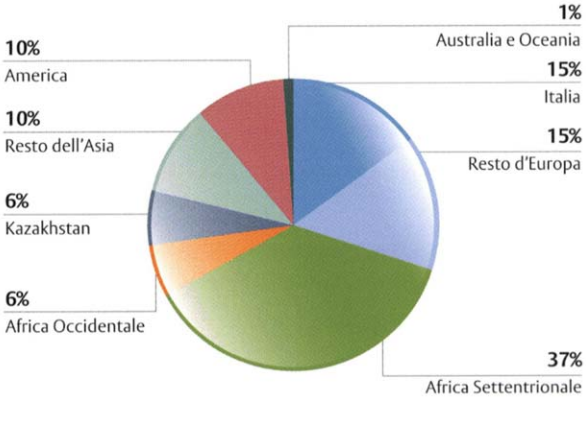
La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,8%). I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, Congo, per il contributo del progetto M'Boundi gas (Eni 83%), e Croazia, a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 50%). Le riduzioni hanno riguardato la Libia, per i cali nella domanda europea di gas e problemi tecnici, e il declino di giacimenti maturi in particolare in Italia.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 622,8 milioni di boe. La differenza di 22,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 645,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (19,1 milioni di boe).
La produzione venduta di petrolio e condensati (365,2 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 17% destinata alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (41,9 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 30% al settore Gas & Power.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica



Produzione di gas naturale per area geografica

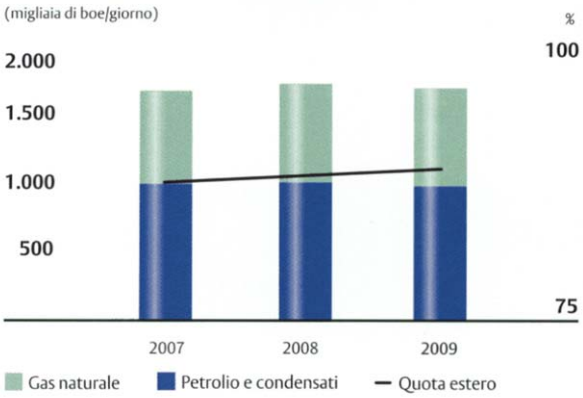


Produzione giornaliera di idrocarburi [a][b]

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	**Gas naturale** (milioni di metri cubi/g)	**Idrocarburi** (migliaia di boe/g)	**Petrolio e condensati** (migliaia di barili/g)	**Gas naturale** (milioni di metri cubi/g)	**Idrocarburi** (migliaia di boe/g)	**Petrolio e condensati** (migliaia di barili/g)	**Gas naturale** (milioni di metri cubi/g)	**Idrocarburi** (migliaia di boe/g)	**Variazione** ass.	**Variazione** %
	2007			2008			2009			2009 vs 2008	
Italia	**75**	**22,4**	**212**	**68**	**21,2**	**199**	**56**	**18,5**	**169**	**(30)**	**(15,1)**
Resto d'Europa	**157**	**18,4**	**270**	**140**	**17,8**	**249**	**133**	**18,6**	**247**	**(2)**	**(0,8)**
Croazia		1,5	9		2,0	12		2,7	17	5	41,7
Norvegia	90	7,7	137	83	7,5	129	78	7,8	126	(3)	(2,3)
Regno Unito	67	9,2	124	57	8,3	108	55	8,1	104	(4)	(3,7)
Africa Settentrionale	**337**	**41,7**	**594**	**338**	**49,9**	**645**	**292**	**45,7**	**573**	**(72)**	**(11,2)**
Algeria	85	0,5	88	80	0,5	83	80	0,5	83		
Egitto	97	23,0	238	98	23,2	240	91	22,5	230	(10)	(4,2)
Libia	142	17,8	252	147	25,7	306	108	22,1	244	(62)	(20,3)
Tunisia	13	0,4	16	13	0,5	16	13	0,6	16		
Africa Occidentale	**280**	**7,7**	**327**	**289**	**7,4**	**335**	**312**	**7,8**	**360**	**25**	**7,5**
Angola	132	0,7	136	121	0,8	126	125	0,8	130	4	3,2
Congo	67	0,3	69	84	0,4	87	97	0,8	102	15	17,2
Nigeria	81	6,7	122	84	6,2	122	90	6,2	128	6	4,9
Kazakhstan	**70**	**6,7**	**112**	**69**	**6,9**	**111**	**70**	**7,3**	**115**	**4**	**3,6**
Resto dell'Asia	**37**	**11,6**	**108**	**49**	**12,0**	**124**	**57**	**12,6**	**135**	**11**	**8,9**
Cina	6	0,3	8	6	0,3	8	7	0,2	8		
India								0,1	1	1	
Indonesia	2	3,0	20	2	2,8	20	2	3,0	21	1	5,0
Iran	26		26	28		28	35		35	7	25,0
Pakistan	1	8,3	52	1	8,9	56	1	9,3	58	2	3,6
Russia	2		2								
Turkmenistan				12		12	12		12		
America	**53**	**6,8**	**95**	**63**	**8,9**	**117**	**79**	**12,0**	**153**	**36**	**30,8**
Ecuador	16		16	16		16	14		14	(2)	(12,5)
Stati Uniti	37	5,1	69	42	7,3	87	57	10,1	119	32	36,8
Trinidad e Tobago		1,7	10		1,6	9		1,9	12	3	33,3
Venezuela				5		5	8		8	3	60,0
Australia e Oceania	**11**	**1,2**	**18**	**10**	**1,2**	**17**	**8**	**1,4**	**17**		
Australia	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Totale	**1.020**	**116,5**	**1.736**	**1.026**	**125,3**	**1.797**	**1.007**	**123,9**	**1.769**	**(28)**	**(1,6)**

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,5, 8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2009, 2008 e 2007).
(b) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



Norvegia (Mare del Nord) - giacimento di Ekofisk.

Attività di *drilling*

Esplorazione

Nel 2009 sono stati ultimati 69 nuovi pozzi esplorativi[8] (37,6 in quota Eni), a fronte dei 111 (58,4 in quota Eni) del 2008 e degli 81 (43,5 in quota Eni) del 2007.
Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e *in progress* come previsto dalle disposizioni del *FASB Extractive Activities – oil&gas* (*Topic* 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41,9% (43,6% in quota Eni) a fronte del 36,5% (43,4% in quota Eni) del 2008 e del 40% (38% in quota Eni) nel 2007.

Sviluppo

Nel 2009 sono stati ultimati 418 nuovi pozzi di sviluppo (175,1 in quota Eni), a fronte dei 366 (155,1 in quota Eni) del 2008 e dei 349 (156,7 in quota Eni) del 2007.
È attualmente in corso la perforazione di 116 pozzi di sviluppo (41,2 in quota Eni) mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 7.181 pozzi (2.417,2 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, *in progress* e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del *FASB Extractive Activities – oil&gas* (*Topic* 932).

Perforazione esplorativa e di sviluppo [a]

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2007									
Pozzi esplorativi	**4,0**	**1,4**	**15,3**	**1,7**	**0,2**	**0,2**	**9,6**	**0,6**	**33,0**
Pozzi di successo commerciale	*0,5*		*7,7*	*0,5*		*0,2*	*3,6*		*12,5*
Pozzi sterili [b]	*3,5*	*1,4*	*7,6*	*1,2*	*0,2*		*6,0*	*0,6*	*20,5*
Pozzi di sviluppo	**17,0**	**27,3**	**45,8**	**18,5**	**1,3**	**37,8**	**8,4**	**0,6**	**156,7**
Pozzi produttivi	*17,0*	*27,2*	*45,8*	*18,5*	*1,3*	*34,1*	*5,9*	*0,6*	*150,4*
Pozzi sterili [b]		*0,1*				*3,7*	*2,5*		*6,3*
2008									
Pozzi esplorativi	**0,7**	**3,7**	**22,9**	**7,4**		**16,2**	**3,4**	**1,4**	**55,7**
Pozzi di successo commerciale		*0,7*	*8,7*	*4,0*		*9,4*	*1,4*		*24,2*
Pozzi sterili [b]	*0,7*	*3,0*	*14,2*	*3,4*		*6,8*	*2,0*	*1,4*	*31,5*
Pozzi di sviluppo	**12,9**	**5,5**	**47,6**	**37,2**	**2,6**	**43,0**	**6,3**		**155,1**
Pozzi produttivi	*11,3*	*5,5*	*46,4*	*36,4*	*2,6*	*36,5*	*6,3*		*145,0*
Pozzi sterili [b]	*1,6*		*1,2*	*0,8*		*6,5*			*10,1*
2009									
Pozzi esplorativi	**1,0**	**4,3**	**8,6**	**2,7**		**6,2**	**4,8**	**2,2**	**29,8**
Pozzi di successo commerciale		*4,1*	*4,8*			*2,3*	*1,0*	*0,8*	*13,0*
Pozzi sterili [b]	*1,0*	*0,2*	*3,8*	*2,7*		*3,9*	*3,8*	*1,4*	*16,8*
Pozzi di sviluppo	**18,3**	**12,5**	**41,1**	**37,7**	**3,8**	**42,9**	**16,6**	**2,2**	**175,1**
Pozzi produttivi	*18,3*	*12,5*	*40,7*	*35,8*	*3,8*	*38,6*	*15,6*	*2,2*	*167,5*
Pozzi sterili [b]			*0,4*	*1,9*		*4,3*	*1,0*		*7,6*

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

(8) Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Attività dell'anno

Pozzi *in progress*

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Pozzi esplorativi [a]									
totali	6,0	25,0	26,0	60,0	13,0	19,0	22,0	1,0	**172,0**
in quota Eni	4,4	6,6	18,6	15,4	2,3	8,8	8,4	1,0	**65,5**
Pozzi di sviluppo									
totali	6,0	8,0	16,0	23,0	2,0	13,0	47,0	1,0	**116,0**
in quota Eni	5,8	1,2	6,9	8,2	0,7	6,2	12,1	0,1	**41,2**

(a) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività

Pozzi produttivi [a]

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Petrolio									
totali	185,0	384,0	1.103,0	2.764,0	85,0	355,0	125,0	4,0	**5.005,0**
in quota Eni	145,7	64,5	469,2	474,3	27,6	255,1	56,3	2,6	**1.495,3**
Gas naturale									
totali	481,0	198,0	120,0	501,0		658,0	207,0	11,0	**2.176,0**
in quota Eni	421,1	75,2	49,1	36,6		264,3	72,6	3,0	**921,9**

(a) Include pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Superfici

Al 31 dicembre 2009 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.246 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 40 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 347.862 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.794 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 306.068 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2009 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione del 27,5% degli *asset* Alliance (Quick Silver) in Texas e di una quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga in Indonesia, entrambi nell'ambito dello sviluppo non convenzionale di gas; (ii) dalla ratifica del contratto di servizio del giacimento *giant* Zubair (Eni 32,8%); (iii) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen per una superficie di circa 40 mila chilometri quadrati in quota Eni; (iv) dal rilascio di licenze esplorative in Mali per una superficie non sviluppata pari a circa 100 mila chilometri quadrati ed ulteriori rilasci di licenze riconducibili ad aree non sviluppate anche in Congo, Egitto, Italia, Marocco, Norvegia, Regno Unito, Russia e Stati Uniti.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2008		31 dicembre 2009					
	Totale Sup. netta [a]	**Numero titoli**	**Sup. lorda [a][b] sviluppata**	**Sup. lorda [a] non sviluppata**	**Totale Sup. lorda [a]**	**Sup. netta [a][b] sviluppata**	**Sup. netta [a] non sviluppata**	**Totale Sup. netta [a]**
EUROPA	**30.511**	**315**	**17.918**	**33.643**	**51.561**	**11.794**	**19.813**	**31.607**
Italia	**20.409**	**167**	**11.641**	**15.537**	**27.178**	**9.692**	**12.346**	**22.038**
Resto d'Europa	**10.102**	**148**	**6.277**	**18.106**	**24.383**	**2.102**	**7.467**	**9.569**
Croazia	988	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	3.861	51	2.277	8.907	11.184	338	3.074	3.412
Regno Unito	1.450	89	2.025	3.140	5.165	777	692	1.469
Altri Paesi	3.803	6		6.059	6.059		3.701	3.701
AFRICA	**249.672**	**276**	**70.121**	**230.549**	**300.670**	**19.865**	**138.884**	**158.749**
Africa Settentrionale	**31.088**	**119**	**30.820**	**54.725**	**85.545**	**13.431**	**32.580**	**46.011**
Algeria	909	38	2.152	17.458	19.610	727	16.517	17.244
Egitto	9.741	57	4.445	18.652	23.097	1.571	6.757	8.328
Libia	18.164	13	17.947	18.427	36.374	8.951	9.214	18.165
Tunisia	2.274	11	6.276	188	6.464	2.182	92	2.274
Africa Occidentale	**156.557**	**151**	**39.301**	**98.600**	**137.901**	**6.434**	**54.090**	**60.524**
Angola	3.323	67	4.532	16.317	20.849	590	2.803	3.393
Congo	8.244	25	1.865	13.724	15.589	991	7.197	8.188
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana		2		2.300	2.300		1.086	1.086
Mali	128.801	1		47.500	47.500		31.668	31.668
Nigeria	8.574	50	32.904	11.144	44.048	4.853	3.721	8.574
Altri Paesi	**62.027**	**6**		**77.224**	**77.224**		**52.214**	**52.214**
ASIA	**93.710**	**80**	**18.924**	**204.274**	**223.198**	**6.369**	**119.272**	**125.641**
Kazakhstan	**880**	**6**	**324**	**4.609**	**4.933**	**105**	**775**	**880**
Resto dell'Asia	**92.830**	**74**	**18.600**	**199.665**	**218.265**	**6.264**	**118.497**	**124.761**
Arabia Saudita	25.844	1		51.687	51.687		25.844	25.844
Cina	192	7	237	18.461	18.698	39	18.283	18.322
India	9.091	14	303	27.861	28.164	143	9.946	10.089
Indonesia	17.316	12	1.735	25.940	27.675	656	15.863	16.519
Iraq		1	1.950		1.950	640		640
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Pakistan	18.855	21	9.122	24.782	33.904	2.708	15.493	18.201
Russia	3.891	5	3.597	3.039	6.636	1.058	1.265	2.323
Timor Est	9.779	5		9.999	9.999		7.999	7.999
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	3.598	2		23.296	23.296		20.560	20.560
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	**12.043**	**558**	**4.737**	**17.234**	**21.971**	**3.090**	**8.433**	**11.523**
Brasile	1.389	2		1.389	1.389		1.067	1.067
Ecuador	2.000	1	2.000		2.000	2.000		2.000
Stati Uniti	6.648	543	1.977	9.120	11.097	926	5.524	6.450
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	614	3	378	1.178	1.556	98	516	614
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	**29.558**	**17**	**1.057**	**48.216**	**49.273**	**676**	**19.666**	**20.342**
Australia	29.520	16	1.057	47.452	48.509	676	19.628	20.304
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	**415.494**	**1.246**	**112.757**	**533.916**	**646.673**	**41.794**	**306.068**	**347.862**

(a) Chilometri quadrati.
(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

ITALIA

Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il completamento della prima fase del programma di sviluppo della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) attraverso il collegamento al centro olio dei primi pozzi dell'area di Cerro Falcone, con una produzione di circa 6 mila boe/giorno; (ii) l'avvio del giacimento olio di Tresauro e l'installazione della piattaforma di produzione Annamaria B; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e *work over* (Annalisa, Antares, Barbara, Cervia, Giovanna, Gela, Luna e Trecate).

Italia (Mare Adriatico) - piattaforma di produzione Barbara.

È stato finalizzato il programma di sviluppo congiunto delle tre recenti scoperte a gas di Panda, Argo e Cassiopea nell'*offshore* siciliano. Lo *start-up* è atteso nel 2013.

RESTO D'EUROPA

Croazia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo *appraisal* Ika SW 2 che ha confermato le potenzialità minerarie dell'area.
Nell'anno sono stati avviati i giacimenti: (i) Annamaria (Eni 50%), con una produzione attuale di 380 mila metri cubi/giorno in quota Eni; (ii) Irina (Eni 50%) e Vesna (Eni 50%), con una produzione complessiva di circa 70 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella Prospecting License 128 (Eni 11,5%) con la scoperta a gas di Dompap. Sono in corso attività di *appraisal*.
Nel maggio 2009, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata nel Mare di Barents l'*operatorship* delle licenze esplorative PL 533 (Eni 40%) e PL 529 (Eni 40%) e la partecipazione con una quota del 30% nella PL 532.

Nel 2009 sono stati avviati i giacimenti Yttergryta (Eni 9,8%), con produzione pari a circa 2 milioni di metri cubi/giorno, e Tyrihans (Eni 6,23%), con una produzione di circa 3 mila barili/giorno in quota Eni.
Sono in sviluppo le recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare il programma di sviluppo della scoperta Morvin (Eni 30%) prevede il collegamento alle *facility* di produzione esistenti, di cui è previsto l'*upgrading*. Lo *start-up* è atteso nel 2010, con picco produttivo di 12 mila boe/giorno in quota Eni nel 2014.
Le altre attività dell'anno hanno riguardato la finalizzazione delle attività relative al mantenimento e all'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di *infilling*, lo sviluppo dell'Area South, l'*upgrading* delle *facility* esistenti e l'ottimizzazione del *water injection*.
Nel corso dell'anno è stata raggiunta la *final investment decision* del progetto Goliat (Eni 65%). Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2013 con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 22/25a (Eni 16,95%) con la scoperta a gas di Culzean in prossimità del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo.
Le attività dell'anno hanno riguardato attività di *infilling* su Elgin/Franklin, Mac-Culloch (Eni 40%) e Jade (Eni 7%) per mantenere il livello produttivo e *upgrading* delle *facility* nell'area di Liverpool Bay (Eni 53,9%).
Proseguono le attività di pre-sviluppo delle scoperte: (i) Burghley (Eni 21,92%) con *start-up* produttivo atteso nel 2010; (ii) a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%) il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle *facility* di Andrew (Eni 16,21%) e avvio atteso nel 2012; (iii) a gas di Jasmine (Eni 33%), con *start-up* atteso nel 2012; (iv) Mariner (Eni 8,89%), con *start-up* atteso nel 2015.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria È stato ratificato dalle Autorità competenti l'acquisto dell'*operatorship* del Blocco esplorativo di Kerzaz (Blocco 319a, 321a e 316b) che si estende per 16.000 chilometri quadrati. Sono state già avviate le attività esplorative sull'area.
Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Attualmente la produzione è raccolta presso la *Central Production Facility* (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. Nel 2009 sono state avviate attività di *drilling* e *work over*. Inoltre è in fase di realizzazione una *export pipeline* e un nuovo sistema di pompaggio multifase in *compliance* alla legge del Paese in ambito di riduzione del *gas flaring*; (ii) lo sviluppo del

progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), *asset* acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto NGL della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno e di un impianto ad olio della capacità di 35 mila barili/giorno. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012. Sono in corso attività di *drilling* sull'area. Nel 2009 è stato assegnato il contratto *EPC* per la realizzazione dell'impianto di trattamento del gas e le *facility* di raccolta ed esportazione degli idrocarburi. La percentuale di completamento del progetto alla fine dell'anno è dell'11%.
Nel corso dell'anno è stata inoltre raggiunta la *final investment decision* di El Merk. Sono stati assegnati la totalità dei contratti *EPC* per lo sviluppo delle *facility*. Sono state avviate le attività di *drilling* nell'area. La percentuale di completamento del progetto è del 24%. Lo *start-up* è atteso nel 2012.

Egitto Nel 2009 è stata avviata la produzione nell'*offshore* del Delta del Nilo dei giacimenti di North Bardawil (Eni 60%, operatore) e Thekah (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle *facility* di El Gamil. La produzione a regime è di circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas per entrambi i giacimenti.
Sono proseguite le attività di ingegneria di base per l'*upgrading* del sistema di *water injection* del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.
Le altre attività dell'anno hanno riguardato principalmente lo sviluppo del giacimento Tuna, il completamento della seconda fase del giacimento Denise e il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione.
Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno di gas naturale estratto nel delta del Nilo per venti anni. Le forniture all'impianto GNL sono assicurate dai due giacimenti di Taurt e Denise con circa 17 mila boe/ giorno in quota Eni di *feed* gas.

Libia Le principali attività di sviluppo riguardano il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi strategici tra Eni e NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. In particolare: (i) sono stati eseguiti interventi di *upgrading* degli impianti esistenti per il conseguimento di un volume addizionale di *sale gas* di 1,4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) sono previsti ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno con *start-up* nel 2015 tramite l'installazione di una nuova piattaforma sulla struttura A, il potenziamento degli impianti di Mellitah e un ulteriore aumento della capacità di compressione di Greenstream; aggiuntivi 3 miliardi di metri cubi/anno saranno conseguiti dallo sviluppo di un altro giacimento *offshore*; (iii) sono in corso attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas di Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi addizionali in entrambi i giacimenti.
Nel 2009 i volumi esportati attraverso il Greenstream sono stati pari a circa 9 miliardi di metri cubi. Un ulteriore miliardo è stato venduto in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 200 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di Greenstream.

Libia - Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il proseguimento del progetto per la valorizzazione del *gas flaring* e condensati associati del giacimento a olio Bouri (Eni 50%) che saranno inizialmente pre-trattati nell'area e successivamente inviati all'impianto costiero di Mellitah per il trattamento finale; (ii) l'installazione delle *facility* per le attività di *water injection* su El Feel (Eni 33,3%) per mantenerne il profilo produttivo.

Tunisia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il successo di quattro su cinque dei pozzi perforati. Uno di questi è stato posto immediatamente in produzione, mentre altri due lo saranno nel corso del 2010.
Nel 2009 sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%), Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%). Inoltre, è stato quasi completato il piano di sviluppo della concessione operata di Maamoura (Eni 49%) con avvio ne-

gli ultimi mesi del 2009 ed è in fase conclusiva il progetto di sviluppo della concessione operata di Baraka (Eni 49%): il picco produttivo di 11 mila boe/giorno è atteso nel 2010.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 3 (Eni 12%) con il pozzo di *appraisal* Punja-4, mineralizzato a liquidi e gas naturale; (ii) nelle *Development* Area dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Malange-2, mineralizzato a petrolio; (iii) nelle *Development* Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Mondo-4, mineralizzato a petrolio; (iv) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con le scoperte di Cabaça Norte e Nzanza entrambe mineralizzate a petrolio. I pozzi di scoperta hanno erogato in fase di *test* 6.500 barili/giorno e 1.500 barili/giorno, rispettivamente.

Nel 2009 è stata avviata la produzione dei giacimenti Mafumeira nel Blocco 0 in Cabinda-Area A (Eni 9,8%) e Landana-Tombua nelle *Development* Area dell'ex Blocco 14. Il picco produttivo è atteso nel 2010 con 33 mila barili/giorno e nel 2011 con 136 mila barili/giorno, rispettivamente.

Nell'ambito delle attività di riduzione del *gas flaring* nel Blocco 0 è in corso il progetto del giacimento Nemba, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione di volumi bruciati di circa l'85%. Nel corso dell'anno sono state completate le attività su Takula. Il gas è re-iniettato in giacimento; i condensati recuperati saranno inviati al terminale di Malongo, in fase di completamento.

Le attività di sviluppo nelle *Development* Area dell'ex Blocco 15 hanno riguardato: (i) l'avvio del progetto Kizomba satelliti – fase 1, attraverso la perforazione di 18 pozzi produttori che saranno collegati alle *FPSO* presenti nell'area. Il gas associato sarà inizialmente re-iniettato nel *reservoir* dei giacimenti presenti nell'area e successivamente trasportato all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo *start-up* è atteso nel 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. La seconda fase del progetto prevede la messa in produzione delle scoperte limitrofe; (ii) il progetto Gas Gathering, la *pipeline* che raccoglierà tutto il gas dell'area Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque. Il completamento è atteso nel 2011.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL presso Soyo, a circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. Lo *start-up* è atteso nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di arrivo presso il terminale di rigassificazione di Pascagoula in Louisiana (quota Eni di capacità circa il 45%; pari a 5,8 miliardi di metri cubi/anno) in corso di costruzione. Lo *start-up* è atteso a fine 2011.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri *partner* per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di trattamento GNL. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di *Technical Advisor*.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel permesso Marine XII (Eni 90%, operatore) con la perforazione di due pozzi di scoperta che hanno confermato le potenzialità minerarie dell'area. Nel corso dell'anno è stato firmato il relativo contratto di *PSA*; (ii) nel permesso Le Kouilou (Eni 85%, operatore) con la scoperta del giacimento Zingali, confermata dalla successiva attività di *Long Production Test*.

Nel corso dell'anno è stato completato il piano di sviluppo del giacimento di Awa-Paloukou (Eni 90%), con una produzione pari a 12 mila barili/giorno.

Le attività sul giacimento M'Boundi (Eni 83%, operatore) proseguono secondo il nuovo schema di progetto che prevede l'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del *gas flaring*. A tal fine, nel corso del 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre *facility* nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio (in costruzione) di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica CED (Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC (Centrale Electrique du Congo – Eni 20%).

Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte a gas *offshore* nel permesso Marine XII.

Le attività di costruzione della centrale CEC sono progredite nel 2009 in accordo a quanto previsto dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo e lo *start-up* del primo turbo generatore è avvenuto alla fine di marzo 2010.

Anche gli studi relativi al possibile sviluppo di riserve ad olio non convenzionali (sabbie bituminose) dalle aree di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola sono proseguiti nel 2009, nell'ambito degli accordi di cooperazione firmati nel 2008, con il particolare obiettivo di identificare le aree dove lo sviluppo sarebbe possibile nel rispetto degli stringenti parametri Eni di rispetto dei vincoli ambientali e di sostenibilità.

Ghana Il 28 settembre 2009 Eni ha acquisito l'*operatorship* nei permessi esplorativi *offshore* di Cape Three Point South e Cape Three Point (Eni 47,2%). In quest'ultimo l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Sankofa mineralizzata a petrolio e gas naturale.

Nigeria Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento *offshore* di Oyo nei Blocchi OML 120/121 (Eni 40%), con una produzione iniziale di 25 mila barili/giorno.
Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny (Eni 10,4%), proseguono le attività di sviluppo con l'obiettivo di aumentare la capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e l'installazione di un nuovo impianto di trattamento e *facility* di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di *feed gas* per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.
È in corso un progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la realizzazione di una *Central Processing Facility* (*CPF*) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della *pipeline* che trasporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny. Il *first gas* è atteso nel terzo trimestre del 2010.
Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feed gas*. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di *feed gas*. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 che forniscono circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 3,8 milioni in quota Eni equivalenti a circa 23 mila boe). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.
Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2015, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feed gas* di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di *front end engineering*, la *final investment decision* è attesa alla fine del 2010.

KAZAKHSTAN

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni. Eni stima le riserve recuperabili del giacimento in 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.
La quota di partecipazione al progetto è stata rideterminata con effetti economici dal 1° gennaio 2008 in base agli accordi perfezionati nel 2008 con le autorità Kazakhe a beneficio del *partner* KazMunaiGas che ha incrementato la propria quota al 16,81%. Gli altri *partner* internazionali del consorzio sono le compagnie Total, Shell e ExxonMobil, ciascuna con una quota del 16,81%, ConocoPhillips con l'8,40% e Inpex con una quota del 7,56%.
Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, vengono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali *partner* internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al *partner* Kazakho un significativo ruolo nella gestione operativa. Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette *partner* del consorzio, cha a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali *partner* del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta *Experimental Program*) e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.
Il piano di sviluppo del giacimento, che sarà attuato in fasi, prevede la perforazione di circa 240 pozzi e la realizzazione di centri di produzione localizzati su isole artificiali che raccoglieranno la produzione proveniente da altre isole artificiali satelliti. La maggior parte della produzione commerciale è costituita da petrolio. Il gas estratto è destinato prevalentemente (circa 80%) ad essere re-iniettato in

giacimento per il mantenimento della pressione. Il gas non re-iniettato sarà trattato per la rimozione dell'acido solfidrico e quindi utilizzato come combustibile per la produzione dell'energia necessaria agli impianti di produzione e, per la parte residua, sarà commercializzato.
In considerazione della dimensione delle riserve disponibili, dei risultati produttivi dei *test* dei primi pozzi di sviluppo completati che hanno evidenziato una portata superiore alle aspettative, e delle indicazioni ottenute mediante gli studi del sottosuolo condotti, è stato stimato che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno.
Nel 2008, in concomitanza con la firma degli accordi, le autorità Kazakhe hanno approvato il nuovo *budget* dei costi di sviluppo della fase 1 del progetto, il cui scopo è stato ampliato includendo la realizzazione della *tranche* 3 e di infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia, per un ammontare complessivo di 32,2 miliardi di dollari (al netto delle allocazioni di costi generali, amministrativi e per servizi); di questi, circa 25,4 miliardi di dollari sono relativi allo "*scope of work*" originario di fase 1 (*tranche* 1&2), mentre i rimanenti fondi si riferiscono alla realizzazione della *tranche* 3 e delle infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia. Eni finanzierà tali investimenti in base al *working interest* del 16,81%.
Il *management* Eni ritiene che le nuove previsioni di costo di sviluppo e *start-up* del progetto Kashagan abbiano un grado elevato di affidabilità, questo sia sulla base dell'attuale avanzamento dei lavori della fase 1 (*Experimental Program*) pari a circa il 70% che del "*know-how*" maturato.
In base ai piani attuali, l'avvio della produzione è previsto a fine 2012. Nei successivi 12-15 mesi verrà completato l'avviamento degli impianti di trattamento e di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento raggiungendo una capacità produttiva di 370 mila barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 (*Experimental Program*) aumenterà infine a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa disponibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo.
La fase 2 è attualmente in fase di *Front End Engineering Design* (*FEED*).
Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto.
Investimenti addizionali a quelli già previsti per la fase 1 saranno necessari anche per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali.
Al 31 dicembre 2009 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 4,5 miliardi di dollari pari a 3,1 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2009, formati dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2009 (3,4 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (1,1 miliardi di dollari).
Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 588 milioni di boe con una diminuzione di 6 milioni di boe rispetto al 2008.

Karachaganak La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 238 mila barili/giorno di liquidi (70 in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (7,3 in quota Eni).
È in via di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i volumi di liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali che oggi vengono consegnati non stabilizzati a Orenburg.
Nel corso dell'anno è continuata la costruzione del gasdotto Uralsk Gas Pipeline, della lunghezza di 150 chilometri; il completamento della linea, previsto a fine 2010, permetterà di collegare il giacimento alla rete di gasdotti del Kazakhstan.
L'ingegneria preliminare della fase 3 di sviluppo di Karachaganak ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema migliore per completare lo sviluppo del giacimento. Il progetto prevede l'installazione di *facility* di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, in accordo al *General Supply Agreement* firmato nel 2007, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle Autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.
Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 633 milioni di boe, in diminuzione di 107 milioni di boe rispetto al 2008, principalmente per effetto prezzo e per la produzione avvenuta nell'anno.

RESTO DELL'ASIA

Cina Nel 2009, sono stati firmati i contratti di *PSA* relativi ai Blocchi 3/27 e 28/20, localizzati nel Mar Cinese Meridionale per una superficie di 18.194 chilometri quadrati. La partecipazione Eni, nelle due iniziative, è pari al 100% in fase esplorativa.

India Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di PY-1 *asset* detenuto dalla società Hindustan Oil Exploration Company Ltd (Eni 47,18%), acquisi-

ta nell'ambito dell'operazione Burren. La produzione è venduta alla società di Stato del Paese.
Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik localizzata nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%) nell'*offshore* dell'Isola del Borneo.
Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Le altre attività dell'anno hanno riguardato la presentazione alle competenti autorità del piano di sviluppo del giacimento di Jau localizzato nel Blocco Krueng Mane (Eni 75%) nell'*offshore* dell'isola di Sumatra.
Nel novembre 2009, Eni si è aggiudicata una quota di partecipazione del 37,8% nel *PSC* di Sanga Sanga relativo al *coal-bed methane* (*CBM*). Il contratto regola i diritti di esplorazione, sviluppo e produzione di gas da livelli superficiali di carbone da un'area contrattuale che coincide con quella coperta dal *PSC* di Sanga Sanga per lo sfruttamento di idrocarburi convenzionali. In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, con avvio atteso nel 2010, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e trattamento esistenti, oltre che alimentare l'esistente impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang e Sanga Sanga.

Iraq Il 22 gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato irachene South Oil Company e Missan Oil Company, hanno ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni. Il contratto prevede che il consorzio riceverà una *remuneration fee* calcolata sulla produzione incrementale una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione corrente, pari a circa 180 mila barili/giorno. Le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di *cost recovery* dal valore della produzione del campo.

Iran Nel 2009 sono iniziate le attività di *commissioning* e *start-up* degli impianti di Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, in preparazione del formale *hand over* ai *partner* locali.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con scoperte nelle aree di Badhra (Eni 40%, operatore), Kadanwari (Eni 18%, operatore) e Miano (Eni 15%). L'avvio produttivo delle recenti scoperte ha beneficiato delle sinergie con le *facility* produttive presenti nell'area.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) il giacimento Bhit (Eni 40%, operatore), ove è in fase di realizzazione l'installazione di un sistema di compressione per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) il giacimento Sawan (Eni 23,68%), dove è in corso la realizzazione di un sistema di compressione; (iii) il permesso di Zamzama (Eni 17,75%), dove sono stati eseguiti interventi sulla terza linea di trattamento per la produzione del gas ad alto potere calorifico (*HVC*) per aumentare l'efficienza. Inoltre, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di ottimizzazione della produzione, in particolare su Bhit, Sawan e Kadanwari, attraverso la perforazione di pozzi addizionali.

Russia Nel settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato la cessione del 51% della *joint venture* a Gazprom, in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari in quota Eni è stato incassato per il 25% alla *transaction date* e per il restante 75% il 31 marzo 2010. Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato del provento di 100 milioni di euro relativo alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della *joint venture* il 4 aprile 2007. I tre *partner* hanno confermato l'impegno a produrre il primo gas del progetto Samburskoye entro giugno 2011 e a raggiungere il *plateau* produttivo di 150 mila boe/giorno entro 2 anni.
Nell'aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.

AMERICA

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco *offshore* Green Canyon 859 (Eni 12,5%), con la scoperta a petrolio e gas di Heidelberg-1; (ii) nel Blocco Keathley Canyon 919 (Eni 25%), con la scoperta a petrolio e gas di Hadrian West.
Nel maggio 2009 Eni ha firmato un'alleanza strategica con Quicksilver Resources Inc., compagnia indipendente

americana, per l'acquisto della quota del 27,5% nell'area Alliance, nel bacino di Fort Worth nel Texas. L'operazione, del valore complessivo di 280 milioni di dollari, comprende *asset* con produzione di gas da argille (*gas shale*[9]) e riserve recuperabili pari a 40 milioni di barili. La produzione è prevista raggiungere il *plateau* di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2011.

Stati Uniti (Golfo del Messico) - piattaforma di produzione di Allegheny.

Nel 2009 è stata avviata la produzione di: (i) Thunderhawk (Eni 25%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini collegati a un'unità di produzione semisommergibile con una capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno di petrolio e circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas; (ii) Longhorn (Eni 75%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini e l'installazione di una piattaforma con una capacità di trattamento di circa 7 milioni di metri cubi/giorno; (iii) Leo (Eni 75%), attraverso il collegamento alle *facility* di produzione di Longhorn.
È stato sanzionato il programma di sviluppo della scoperta Appaloosa (Eni 100%), in sinergia con le *facility* di Longhorn. L'avvio della produzione è atteso nel 2010, con un picco produttivo di circa 1,5 mila boe/giorno.
Le altre attività in corso riguardano essenzialmente il proseguimento del progetto della scoperta di petrolio Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), situato nel North Slope, in Alaska. Lo sviluppo avverrà per fasi con avvio atteso ad inizio 2011 con un picco di 28 mila barili/giorno.

Trinidad e Tobago Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%). Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva su Poinsettia e il collegamento alle *facility* di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'*upgrading*. Lo sviluppo di Heliconia e Buganvillea è in corso con le attività di perforazione, con *start-up* atteso nel 2010. Lo *start-up* produttivo di Poinsettia è avvenuto come previsto nell'anno.

Venezuela L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che ha erogato in fase di *test* circa 600.000 metri cubi/giorno (pari a circa 3.700 boe/giorno). Il giacimento si stima possa contenere risorse potenziali superiori a 160 miliardi di metri cubi di gas (pari a 1 miliardo di barili di petrolio equivalente).
Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve *in place* certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno al 100%, e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno. L'accordo, che sarà sottoposto alle necessarie ratifiche entro la prima metà del 2010, prevede la costituzione di un'*Empresa Mixta* (Eni 40%, PDVSA 60%) con il contestuale pagamento da parte di Eni di un *bonus* di 300 milioni di dollari. Ulteriori 346 milioni di dollari saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto. L'accordo prevede inoltre la possibilità di impiego di tecnologia Eni di idrogenazione per la conversione degli oli pesanti. Nell'ambito dell'accordo Eni presenterà un progetto per la costruzione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria.

AUSTRALIA E OCEANIA

Australia Nel corso dell'anno è stato avviato il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), localizzato nell'*offshore* nord occidentale nel Southern Bonaparte Basin. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una *pipeline* della lunghezza di 108 chilometri a un impianto *onshore* di trattamento del gas. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni. Il picco produttivo di 740 milioni di metri cubi/anno è atteso nel 2010.
È in fase di realizzazione un'ulteriore fase di sviluppo (fase 2) del giacimento Bayu Undan (Eni 10,99%), con l'obiettivo di incrementare la produzione di liquidi associati e mantenere l'attuale profilo produttivo gas del giacimento.

(9) Il gas *shale* è rappresentato da un accumulo continuo di gas naturale in formazioni rocciose essenzialmente di natura argillosa.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.486 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (7.478 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo e Angola. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare Stati Uniti, Libia, Egitto, Norvegia e Angola. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.

L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato essenzialmente l'acquisizione del 27,5% degli *asset* della Quicksilver Resources Inc. e l'estensione della durata dei titoli minerari in Egitto a seguito dell'accordo siglato nel maggio 2009.

Nel 2009 gli investimenti tecnici aumentano di 205 milioni di euro rispetto al 2008 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Congo, Algeria, Nigeria, Kazakhstan, Italia, Australia e India.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve *proved* e *unproved*	**96**	**836**	**697**	**(139)**	**(16,6)**
Africa Settentrionale	11	626	351		
Africa Occidentale		210	73		
Resto dell'Asia			94		
America	85		179		
Esplorazione	**1.659**	**1.918**	**1.228**	**(690)**	**(36,0)**
Italia	104	135	40	(95)	(70,4)
Resto d'Europa	195	227	113	(114)	(50,2)
Africa Settentrionale	373	379	317	(62)	(16,4)
Africa Occidentale	246	485	284	(201)	(41,4)
Kazakhstan	36	16	20	4	25,0
Resto dell'Asia	162	187	159	(28)	(15,0)
America	505	441	243	(198)	(44,9)
Australia e Oceania	38	48	52	4	8,3
Sviluppo	**4.643**	**6.429**	**7.478**	**1.049**	**16,3**
Italia	461	570	689	119	20,9
Resto d'Europa	429	598	673	75	12,5
Africa Settentrionale	948	1.246	1.381	135	10,8
Africa Occidentale	1.343	1.717	2.105	388	22,6
Kazakhstan	733	968	1.083	115	11,9
Resto dell'Asia	238	355	406	51	14,4
America	345	655	706	51	7,8
Australia e Oceania	146	320	435	115	35,9
Altro	**82**	**98**	**83**	**(15)**	**(15,3)**
	6.480	**9.281**	**9.486**	**205**	**2,2**

Gas & Power

Principali indicatori di *performance* [a]		**2007**	**2008**	**2009**
Ricavi della gestione caratteristica [b]	(milioni di euro)	27.793	37.062	**30.447**
Utile operativo		4.465	4.030	**3.687**
Utile operativo *adjusted*		4.414	3.564	**3.901**
Mercato		*2.284*	*1.309*	***1.721***
Business regolati Italia		*1.685*	*1.732*	***1.796***
Trasporto internazionale		*445*	*523*	***384***
Utile netto *adjusted*		3.127	2.648	**2.916**
EBITDA pro-forma *adjusted*		5.029	4.310	**4.403**
Mercato		*3.061*	*2.271*	***2.392***
Business regolati Italia		*1.248*	*1.284*	***1.345***
Trasporto internazionale		*720*	*755*	***666***
Investimenti tecnici		1.511	2.058	**1.686**
Capitale investito netto *adjusted* a fine periodo [c]		21.364	22.273	**25.024**
ROACE adjusted [c]	(%)	15,2	12,2	**12,3**
Vendite gas mondo [d]	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	**103,72**
Vendite di GNL [e]		11,7	12,0	**12,9**
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	**6,88**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	**76,90**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	**33,96**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	11.893	11.692	**11.404**

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della Stoccaggi Gas Italia confluiscono nel settore Gas & Power nel raggruppamento "*Business* regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività "Mercato".
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "*Return On Average Capital Employed (ROACE)*".
(d) Include le vendite di gas di E&P pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).
(e) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Proposta di impegni nel settore dei gasdotti internazionali alla Commissione Europea

› Il 4 febbraio 2010 Eni ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per la dismissione delle partecipazioni detenute nel gasdotto tedesco TENP, in quello svizzero Transitgas e in quello austriaco TAG, previo il consenso dei rispettivi *partner*. La Commissione Europea ha annunciato che intende sottoporre gli impegni presentati ad un *market test*, ad esito del quale, qualora la Commissione accettasse gli impegni presentati, si definirebbe un'indagine avviata nel maggio 2006 per presunta violazione della normativa europea sulla concorrenza che ha coinvolto i principali operatori

del settore gas europeo. Eni aveva ricevuto una comunicazione di addebiti da parte della Commissione Europea con la quale si attribuiva alla società la responsabilità di aver limitato, nel periodo 2000-2005, l'accesso da parte di operatori terzi ai gasdotti TAG, TENP e Transitgas. Considerata la rilevanza strategica del gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, la relativa partecipazione sarà trasferita a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.
Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Garanzie impegni e rischi" delle note al bilancio consolidato.

Business europeo del gas

› Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza cui è seguito il *delisting* del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria *leadership* nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.

› Nonostante il deterioramento della domanda gas, nel 2009 è stata perseguita la strategia di crescita organica all'estero, con un incremento delle quote di mercato sostanzialmente in tutti i mercati *target* europei. Questo fattore, unitamente al pieno contributo di Distrigas, ha determinato un sostanziale riassetto del portafoglio delle vendite gas rispetto al 2008. Nel 2009 infatti le vendite internazionali, di 63,68 miliardi di metri cubi, hanno rappresentato il 61% del totale vendite gas mondo (49% nel 2008).

Riorganizzazione _Business_ Regolati del gas in Italia

› Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas attraverso la cessione di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas. L'operazione, finalizzata al conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati, consentirà ad Eni di valorizzare al meglio le attività di distribuzione e stoccaggio gas e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

***Partnership* strategica con Gazprom**

› La *partnership* strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due *partner* intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nei settori di interesse dell'*upstream* e del mercato gas. In particolare, per quanto riguarda il mercato del gas è stato previsto l'ampliamento dello *scope of work* originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream, con un incremento della capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Progetti nell'area Hewett

› Nell'ottica di rafforzare la propria *leadership* europea nell'attività di stoccaggio, Eni prosegue le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio *offshore* di gas nell'area Hewett nei pressi del terminale di Bacton (Mare del Nord). L'obiettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito.
La *sanction* è prevista nel 2010 con *start-up* atteso nel 2015.

Risultati finanziari

› Nel 2009 l'utile netto *adjusted* è stato di 2.916 milioni di euro con un aumento del 10,1% rispetto al 2008 dovuto alla migliore *performance* operativa del mercato per effetto dello scenario positivo, del pieno contributo dei risultati di Distrigas e delle sinergie dell'acquisizione, nonché dell'impatto della rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato gli effetti del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia.
I *Business* Regolati Italia hanno confermano una sostanziale tenuta, mentre è risultato in flessione il contributo del Trasporto internazionale.

› Per il 2010 le vendite gas sono attese in linea con il livello 2009, per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine.

› L'obiettivo al 2013 è di conseguire un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi per le quali Eni prevede un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

› Il *ROACE adjusted* è stato del 12,3% (12,2% nel 2008).

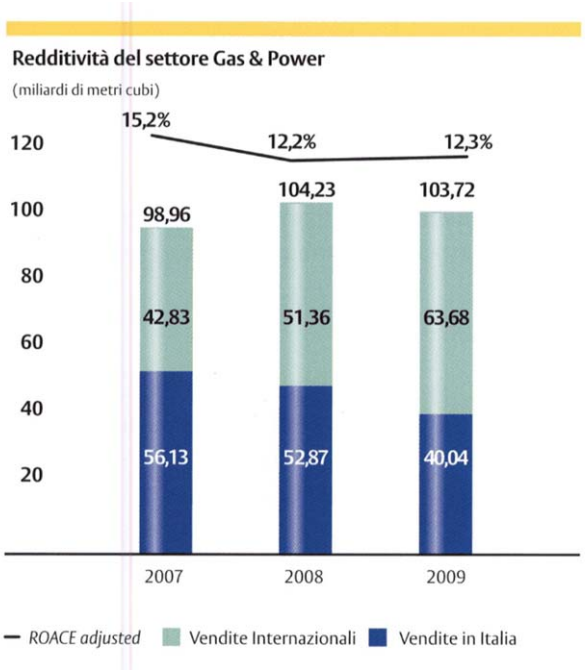
› Sono stati investiti 1.686 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli *standard* di efficienza della generazione elettrica.

Risultati operativi

› Nel 2009 le vendite di gas naturale di 103,72 miliardi di metri cubi hanno registrato una lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%) per effetto essenzialmente della forte contrazione dei volumi sul mercato nazionale a causa della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%). Questi effetti negativi sono stati compensati dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi nell'anno) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

› Le vendite di energia elettrica di 33,96 terawattora sono aumentate di 4,03 terawattora rispetto al 2008, pari al 13,5%.

› I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 76,90 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 10,2% rispetto al 2008.



GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate, compreso l'approvvigionato Distrigas di 16,91 miliardi di metri cubi, sono stati di 88,65 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2008 di 1 miliardo di metri cubi, pari all'1,1%.

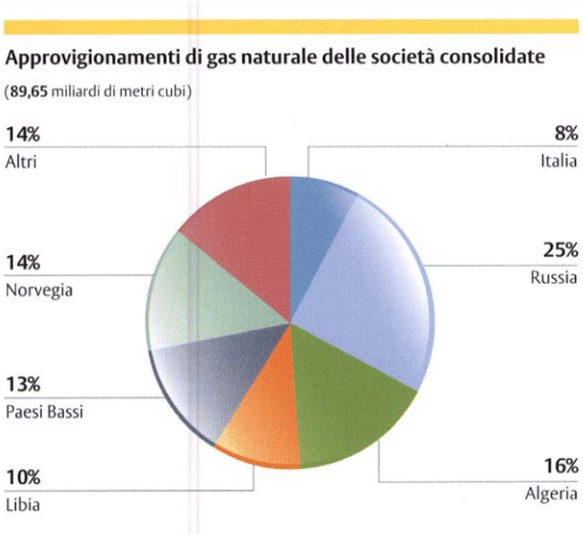
I volumi di gas approvvigionati all'estero (81,79 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 0,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (+0,2%), per effetto essenzialmente della crescita sui mercati europei dovuto al consolidamento di Distrigas per l'intero anno 2009, con relativi maggiori ritiri dalla Norvegia (+5,68 miliardi di metri cubi), dal Qatar (+2,20 miliardi di metri cubi) in relazione all'entrata a regime delle forniture di lungo termine di GNL, e dai Paesi Bassi (+1,90 miliardi di metri cubi). In flessione i ritiri: (i) dall'Algeria (-5,40 miliardi di metri cubi), a seguito dell'incidente della linea del gasdotto TMPC occorso nel dicembre 2008; (ii) dalla Libia (-0,73 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Russia in particolare di gas destinato al mercato italiano (-2,75 miliardi di metri cubi), in forza anche degli accordi intervenuti con Gazprom che prevedono l'ingresso nel mercato delle forniture agli importatori italiani.

Gli approvvigionamenti in Italia (6,86 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,3%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

Nel 2009 i principali flussi approvvigionati di gas *equity* derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,5 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2009 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,9 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (in particolare della Croazia per 0,8 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas *equity* sono stati di circa 20,1 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 19% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**8,65**	**8,00**	**6,86**	**(1,14)**	**(14,3)**
Russia	23,44	22,91	**22,02**	(0,89)	(3,9)
Algeria (incluso il GNL)	18,41	19,22	**13,82**	(5,40)	(28,1)
Libia	9,24	9,87	**9,14**	(0,73)	(7,4)
Paesi Bassi	7,74	9,83	**11,73**	1,90	19,3
Norvegia	5,78	6,97	**12,65**	5,68	81,5
Regno Unito	3,15	3,12	**3,06**	(0,06)	(1,9)
Ungheria	2,87	2,84	**0,63**	(2,21)	(77,8)
Qatar (GNL)	-	0,71	**2,91**	2,20	..
Altri acquisti di gas naturale	2,20	4,07	**4,49**	0,42	10,3
Altri acquisti di GNL	2,32	2,11	**1,34**	(0,77)	(36,5)
ESTERO	**75,15**	**81,65**	**81,79**	**0,14**	**0,2**
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	**83,80**	**89,65**	**88,65**	**(1,00)**	**(1,1)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	1,49	(0,08)	**1,25**	1,33	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,46)	(0,25)	**(0,30)**	(0,05)	(20,0)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**84,83**	**89,32**	**89,60**	**0,28**	**0,3**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**8,74**	**8,91**	**7,95**	**(0,96)**	**(10,8)**
Volumi E&P	**5,39**	**6,00**	**6,17**	**0,17**	**2,8**
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**98,96**	**104,23**	**103,72**	**(0,51)**	**(0,5)**



Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2009 sono state di 103,72 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico), in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,51 miliardi di metri cubi, pari allo 0,5%). Il contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) ha permesso di attenuare gli effetti negativi della rilevante riduzione della domanda gas in Italia (-10%) e in Europa (-7,4%), entrambe su base destagionalizzata.

Le vendite in Italia sono state di 40,04 miliardi di metri cubi con un decremento di 12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%, dovuto essenzialmente alla significativa riduzione registrata nelle forniture ai termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi), all'industria (-2,01 miliardi di metri cubi) e al settore grossisti (-1,60 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nell'ultima parte dell'esercizio, anche in funzione di nuova disponibilità di gas sul mercato. In lieve aumento le vendite ai residenziali, per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nel primo e quarto trimestre 2009, e i volumi destinati alla produzione interna di energia elettrica.

Le vendite internazionali di 63,68 miliardi di metri cubi sono aumentate di 12,32 miliardi di metri cubi, pari al 24%, per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi). Aumenti organici sono stati registrati in Francia (+1,27 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+1,10 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-0,77 miliardi di metri cubi), nella Penisola Iberica (-0,63 miliardi di metri cubi) e in Ungheria (-0,24 miliardi di metri cubi) dovute essenzialmente al calo della domanda.

Le vendite nei mercati extra europei (2,06 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2008.

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (6,17 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,17 miliardi di metri cubi, pari al 2,8%.

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**56,13**	**52,87**	**40,04**	**(12,83)**	**(24,3)**
Grossisti	10,01	7,52	**5,92**	(1,60)	(21,3)
Gas release	*2,37*	*3,28*	**1,30**	(1,98)	(60,4)
PSV e borsa	1,90	1,89	**2,37**	0,48	25,4
Industriali	11,77	9,59	**7,58**	(2,01)	(21,0)
PMI e terziario	1,00	1,05	**1,08**	0,03	2,9
Termoelettrici	17,21	17,69	**9,68**	(8,01)	(45,3)
Residenziali	5,79	6,22	**6,30**	0,08	1,3
Autoconsumi	6,08	5,63	**5,81**	0,18	3,2
VENDITE INTERNAZIONALI	**42,83**	**51,36**	**63,68**	**12,32**	**24,0**
Resto d'Europa	**35,02**	**43,03**	**55,45**	**12,42**	**28,9**
Importatori in Italia	10,67	11,25	**10,48**	(0,77)	(6,8)
Mercati europei	24,35	31,78	**44,97**	13,19	41,5
Penisola Iberica	*6,91*	*7,44*	**6,81**	*(0,63)*	*(8,5)*
Germania - Austria	*5,03*	*5,29*	**5,36**	*0,07*	*1,3*
Belgio	-	*4,57*	***14,86***	*10,29*	..
Ungheria	*2,74*	*2,82*	**2,58**	*(0,24)*	*(8,5)*
Nord Europa	*3,15*	*3,21*	**4,31**	*1,10*	*34,3*
Turchia	*4,62*	*4,93*	**4,79**	*(0,14)*	*(2,8)*
Francia	*1,62*	*2,66*	**4,91**	*2,25*	*84,6*
Altro	*0,28*	*0,86*	**1,35**	*0,49*	*57,0*
Mercati extra europei	**2,42**	**2,33**	**2,06**	**(0,27)**	**(11,6)**
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**5,39**	**6,00**	**6,17**	**0,17**	**2,8**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**98,96**	**104,23**	**103,72**	**(0,51)**	**(0,5)**

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**84,83**	**89,32**	**89,60**	**0,28**	**0,3**
Italia (inclusi autoconsumi)	56,08	52,82	**40,04**	(12,78)	(24,2)
Resto d'Europa	27,86	35,61	**48,65**	13,04	36,6
Extra Europa	0,89	0,89	**0,91**	0,02	2,2
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**8,74**	**8,91**	**7,95**	**(0,96)**	**(10,8)**
Italia	0,05	0,05	-	(0,05)	(100,0)
Resto d'Europa	7,16	7,42	**6,80**	(0,62)	(8,4)
Extra Europa	1,53	1,44	**1,15**	(0,29)	(20,1)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**5,39**	**6,00**	**6,17**	**0,17**	**2,8**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**98,96**	**104,23**	**103,72**	**(0,51)**	**(0,5)**

Fattori di rischio del mercato gas

Rischi e incertezze associati con i *trend* in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'offerta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli *upgrading* delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di *competitor*. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa *overcapacity*. In tale contesto, i risultati operativi del *bu-*

siness gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale *driver* della domanda gas – nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("*The Climate Change and Renewable Energy Package*", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti *target* di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

Sulla base dei *trend* in atto sul lato domanda, il *management* Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (*compound average growth rate* – tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2%, applicato al livello di domanda 2009, che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il *cash flow* del *business* del *marketing* del gas nei prossimi anni.

I *trend* negativi in atto nella domanda e offerta di gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di acquisto *take-or-pay*

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas sul medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicureranno circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas (escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 20 anni. I contratti prevedono clausole di *take-or-pay* in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "*take-or-pay*" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (*Annual Minimum Quantity* – AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto generalmente compresa in un intervallo 10%-100%), del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali *ship-or-pay*.

Il *management* ritiene che gli attuali *trend* di mercato di scarsa dinamicità della domanda e offerta abbondante, unitamente alla possibile evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono dei fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dai contratti *take-or-pay*. Nel 2009 Eni ha rilevato debiti verso fornitori a fronte del valore delle quantità di gas relativamente alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle attuali clausole di *take-or-pay*. Nei prossimi tre anni il *management* ritiene che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali per volumi significativi a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di *oversupply* sul mercato nazionale ed europeo, allo stato non prevedibile. Inoltre il meccanismo degli anticipi espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Questa situazione potrebbe comportare il rischio di impatti negativi su margini unitari, risultati operativi e *cash flow*.

Sulla base dei volumi e dei prezzi di vendita del gas pre-

visti dal *management* nel quadriennio di piano ed oltre, le quantità relativamente alle quali potrà rendersi dovuto l'anticipo previsto dalle clausole di *take or pay* saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Eni attuerà le necessarie azioni per preservare la redditività e il *cash flow* dell'attività commerciale di gas naturale. Le principali iniziative identificate nei piani aziendali riguarderanno:

- azioni volte a massimizzare i volumi facendo leva sulla presenza contemporanea su più mercati, il *know-how* nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas (che non prevede di avere obbligazioni di *take-or-pay* neanche nei prossimi anni) e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura di lungo termine sulla base del diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Nei primi mesi del 2010 si sono concluse alcune rinegoziazioni con un impatto positivo sia sui risultati dell'esercizio 2009 sia in chiave prospettica, assicurando a Eni una maggiore flessibilità per i propri programmi commerciali;
- nel mercato italiano, azioni di proposizione di formule di *pricing* innovative e di miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al *business*;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del circolante commerciale.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è stata accompagnata anche dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi delle disposizioni di cui alla delibera 11/07 così come modificata dalla delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG di poteri di regolamentazione, recentemente estesi a tutte le attività della filiera gas ed energia elettrica e in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di approvazione dei relativi codici di accesso. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'AEEG ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno. Pertanto le decisioni dell'AEEG in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tema di poteri della AEEG di fissazione delle condizioni economiche di fornitura si è concluso il lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, che ha previsto l'obbligo, a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Nel corso del 2009, infine, con la delibera ARG/gas 64/09, l'AEEG ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e i clienti domestici). Tale meccanismo prevede essenzialmente il trasferimento del prezzo di un paniere di idrocarburi sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali e la presenza di una quota fissa che si attiva solo nel caso in cui gli idrocarburi nei mercati europei raggiungano bassi livelli di prezzo.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia, con un fatturato superiore a 25 milioni di euro, ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. In particolare l'Autorità ha adottato un sistema di vigilanza fondato su una metodologia di analisi che prevede più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso un indicatore che consente di concentrare l'attività di analisi sui soggetti per i quali si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti *take-or-pay* nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

Oltre agli elementi sopra citati, un'ulteriore fonte di incertezza normativo/regolamentare è rappresentata dalle cosiddette *gas release*, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Nel 2004 Eni ha ceduto – conformemente a quanto concordato con l'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) – un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale ripartiti in quattro anni (2,3 miliardi di metri cubi l'anno nel periodo 1° ottobre 2004 – 30 settembre 2008) con cessione contestuale della capacità di trasporto correlata. Analogamente, nel 2007 Eni si è resa disponibile a vendere a terzi al Punto di Scambio Virtuale (PSV), un volume di gas naturale di 4 miliardi di metri cubi in due anni per il periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2009. Per l'anno termico 2009/2010 la Legge 99/09 ha imposto ad Eni l'ulteriore obbligo di cedere al Punto di Scambio Virtuale 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali. Nonostante la procedura ad evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi ripetutamente dall'AEEG (da ultimo nella relazione al Parlamento sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale – delibera PAS 3/10), non si può escludere la possibilità di nuove *gas release* a carico di Eni.

GNL

Nel 2009, le vendite di GNL (12,9 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 7,5%. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (9,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono aumentate di 1,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 16,7% essenzialmente per il contributo di Distrigas connesso alla regimazione delle forniture dal Qatar (+2,2 miliardi di metri cubi).

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
Vendite G&P	**8,0**	**8,4**	**9,8**	**1,4**	**16,7**
Italia	1,2	0,3	**0,1**	(0,2)	(66,7)
Resto d'Europa	5,6	7,0	**8,9**	1,9	27,1
Extra Europa	1,2	1,1	**0,8**	(0,3)	(27,3)
Vendite E&P	**3,7**	**3,6**	**3,1**	**(0,5)**	**(13,9)**
Terminali:					
Bontang (Indonesia)	0,7	0,7	**0,8**	0,1	14,3
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	0,6	0,5	**0,5**		
Bonny (Nigeria)	2,0	2,0	**1,4**	(0,6)	(30,0)
Darwin (Australia)	0,4	0,4	**0,4**		
	11,7	**12,0**	**12,9**	**0,9**	**7,5**

ENERGIA ELETTRICA

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara. Nel 2009 la produzione di energia elettrica è stata di 24,09 terawattora con un incremento di 0,76 terawattora rispetto al 2008, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso il sito di Ferrara (Eni 51%), grazie all'entrata in esercizio dei due nuovi gruppi di potenza da 390 megawatt.
Al 31 dicembre 2009 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (4,9 gigawatt nel 2008).
Nel 2009 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+3,27 terawattora, pari al 49,5%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.
Entro il 2013 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza installata in esercizio di 5,4 gigawatt[1]. Il programma di sviluppo è attualmente in corso presso le centrali di Taranto (Eni 100%) e Ferrara (Eni 51%), nonché presso la centrale di Bolgiano (Eni 100%) di recente acquisizione.

Vendite di energia elettrica

Nel 2009 le vendite di energia elettrica (33,96 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (73%), borsa elettrica (14%), siti industriali (9%) e altro (4%).
Nonostante il calo della domanda elettrica, rispetto al 2008, le vendite sono aumentate di 4,03 terawattora, pari al 13,5%, e hanno riguardato principalmente: (i) il mercato libero e in particolare i segmenti *retail*, con un incremento del tasso di penetrazione della base clienti per effetto delle campagne di *marketing* attuate, e grossisti, per l'avvio delle forniture nell'ambito degli accordi VPP (*Virtual Power Plant*) stipulati a fine 2008. In flessione le vendite ai clienti *large* che hanno risentito in parte della diminuzione del portafoglio clienti e della crisi economica; (ii) le vendite in borsa con un incremento di 0,88 terawattora (+23%).

		2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.860	4.530	**4.790**	260	5,7
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	720	560	**569**	9	1,6
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,49	23,33	**24,09**	0,76	3,3
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.849	10.584	**10.048**	(536)	(5,1)

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,49	23,33	**24,09**	0,76	3,3
Acquisti di energia elettrica [(a)]		7,70	6,60	**9,87**	3,27	49,5
		33,19	**29,93**	**33,96**	**4,03**	**13,5**
Mercato libero		20,73	22,89	**24,74**	1,85	8,1
Borsa elettrica		8,66	3,82	**4,70**	0,88	23,0
Siti		2,81	2,71	**2,92**	0,21	7,7
Altro [(a)]		0,99	0,51	**1,60**	1,09	..
Vendite di energia elettrica		**33,19**	**29,93**	**33,96**	**4,03**	**13,5**

(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (76,90 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 8,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,2%, essenzialmente per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (37,27 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,1%.
Nel 2009 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,32 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,52 miliardi di metri cubi nel 2008).

(1) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

Volumi di gas naturale trasportati [a]	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni		52,39	51,80	**39,63**	(12,17)	(23,5)
Per conto terzi		30,89	33,84	**37,27**	3,43	10,1
		83,28	**85,64**	**76,90**	**(8,74)**	**(10,2)**

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 8,71 miliardi di metri cubi di gas (+3,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2008) e sono stati immessi in giacimento 7,81 miliardi di metri cubi (+1,51 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2009 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 13,9 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico.
La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 70% (61% nel 2008).

		2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,6	13,7	**13,9**	0,2	1,5
- di cui strategico		*5,1*	*5,1*	***5,0***	*(0,1)*	*(2,0)*
- di cui disponibile		*8,5*	*8,6*	***8,9***	*0,3*	*3,5*
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	44	39	**30**	(9)	(23,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	9,27	11,57	**16,52**	4,95	42,8
- movimentato in iniezione		*4,00*	*6,30*	***7,81***	*1,51*	*24,0*
- movimentato in erogazione		*5,27*	*5,27*	***8,71***	*3,44*	*65,3*
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	44	48	**56**	8	16,7

Principali iniziative di sviluppo

MERCATO

Gas naturale

Perfezionamento dell'acquisizione di Distrigas

A seguito dell'acquisizione della quota di maggioranza di Distrigas da Suez (57,24%), Eni ha lanciato un'offerta pubblica obbligatoria sul restante capitale di Distrigas (42,76%) allo stesso prezzo per azione riconosciuto a Suez (6.809,64 euro)[2]. L'offerta si è conclusa il 19 marzo 2009 con l'adesione del 41,61% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 in forza della procedura di *squeeze-out*, al perfezionamento della quale il titolo Distrigas è stato oggetto di *delisting* da Euronext Brussels. Il controvalore complessivo dell'offerta pubblica è stato di 2.045 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, a eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga.

L'acquisizione della società belga Distrigas ha comportato una significativa crescita del portafoglio di approvvigionamento di Eni con l'ingresso di forniture di lungo termine di circa 14,7 miliardi di metri cubi/anno (Paesi Bassi, Norvegia e Qatar) aventi una vita residua fino a un massimo di 18 anni. Nel 2009 le vendite di Distrigas sono state pari a 17,25 miliardi di metri cubi.

Progetti nell'area Hewett

A seguito della recente acquisizione della partecipazione nella Hewett Unit, proseguono le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio *offshore* di gas nella Hewett area (Eni 89%), situata nel Southern Gas Basin nel Mare del Nord presso il terminale di Bacton. Si stima che il *working gas* massimo raggiungibile sia di 5,6 miliardi di metri cubi con una erogazione di circa 60 milioni di metri cubi/giorno. Tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010 verrà perforato un pozzo di *appraisal* i cui esiti forniranno i dati necessari per confermare le stime di cui sopra.
La *sanction* del progetto è prevista nel corso del 2010 con *start-up* atteso nel 2015.

(2) In aggiunta al prezzo corrisposto, Eni ha riconosciuto agli azionisti di Distrigas un titolo di credito ("*Certificate*"), che incorpora il diritto a ricevere pro-quota eventuali integrazioni di prezzo a seguito degli accordi di cessione di Distrigas & Co. a Fluxys SA ed Huberator SA.

BUSINESS DEL GNL

USA

Cameron Nel terzo trimestre del 2009 è entrato in esercizio il terminale di rigassificazione di Cameron realizzato lungo il Calcasieu River, a circa 15 miglia a sud di Lake Charles, in Louisiana.

In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un *send-out* giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a circa 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, tenuto conto della situazione di *oversupply* in cui versa attualmente il mercato USA, il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con *start-up* atteso nel 2015.

Pascagoula Nell'ambito del progetto *upstream* per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi annui) destinato al mercato Nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni per l'acquisto di una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale che è in fase di costruzione presso Pascagoula in Mississippi. L'avvio dell'attività è previsto a fine 2012 in concomitanza con la partenza del progetto *upstream* in Angola.

Allo stesso tempo Eni Usa Gas Marketing Llc ha sottoscritto un contratto ventennale di acquisto di circa 0,9 miliardi di metri cubi/anno di gas rigassificato a valle del terminale da Angola Supply Services, società controllata dagli stessi azionisti di Angola LNG.

BUSINESS REGOLATI IN ITALIA

Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Stogit e Italgas

Il 30 giugno 2009 è stata perfezionata la vendita del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni nel febbraio 2009, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro). L'operazione è stata finanziata da Snam Rete Gas attraverso un aumento di capitale di 3,5 miliardi di euro sottoscritto interamente dagli azionisti di minoranza e da Eni per la quota di competenza, e assunzione di debito per la parte restante. Gli effetti sul bilancio consolidato Eni sono i seguenti: (i) al 31 dicembre 2009 la posizione finanziaria netta e il patrimonio netto complessivo registrano una variazione positiva di 1,54 miliardi di euro dovuta alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato; (ii) a partire dal terzo trimestre, una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi. La quota di partecipazione di Eni in Snam Rete Gas è pari al 52,54%.

PROGETTO *SOUTH STREAM*

Nuova intesa Eni – Gazprom

In base agli accordi tra Italia e Russia del 15 maggio 2009, il progetto di realizzazione del gasdotto South Stream prevede l'ampliamento dello *scope of work* originario incrementando la capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Secondo il progetto, il South Stream sarà costituito da due sezioni: (i) la sezione *offshore*, che prevede l'attraversamento del Mar Nero dalla costa russa, nella stessa area di partenza del Blue Stream, a quella bulgara di Varna; (ii) la sezione *onshore*, che prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso Nord Ovest e una tratta verso Sud Ovest, che realizzerebbe l'attraversamento della Grecia e un tratto *offshore* nell'Adriatico per connettersi alla rete nazionale italiana.

Nel dicembre 2009 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo per l'ingresso della compagnia francese EdF nel progetto South Stream. Le condizioni dell'accordo saranno concordate nei prossimi mesi.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Incidente al gasdotto TMPC

Nel corso del 2009 è stata ripristinata la piena operatività della linea del gasdotto TMPC di importazione del gas dall'Algeria che il 19 dicembre 2008 era stata danneggiata dall'ancora di una petroliera nell'attraversamento del Canale di Sicilia. Il trasporto del gas è proceduto sulle restanti linee.

TAG - Russia

Nel 2009 è stato finalizzato l'incremento della capacità di trasporto del gasdotto la cui capacità complessiva è attualmente pari a 37,4 miliardi di metri cubi/anno. La seconda e ultima *tranche* del potenziamento da 3,3 miliardi di metri cubi/anno è entrata in esercizio nel quarto trimestre del 2009 ed è stata interamente allocata a terzi.

Regolamentazione

Decreto Legislativo n. 164/2000

Il Decreto Legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del

mercato del gas naturale, commisurati a una quota dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 61% (nel 2009/2010), per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; (ii) al 50% per le vendite ai clienti finali. Le quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema.
Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del Decreto nello stesso periodo. Il 2009 chiude il sesto triennio di verifica del rispetto dei limiti alle immissioni in rete e il quinto triennio di verifica delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

Delibera ARG/gas 64/09: Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi
L'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas con la delibera ARG/gas 64/09 ha raccolto le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato *retail* del gas e ha introdotto alcune novità.
Tra le principali novità si segnalano: la definizione di un valore unico nazionale per il corrispettivo dell'attività di vendita al dettaglio, con la contemporanea introduzione di una componente della tariffa di distribuzione finalizzata a ridurre l'impatto del corrispettivo per i clienti con bassi consumi; la progressiva riduzione dell'ambito dei clienti finali tutelati; l'introduzione, dal 1° ottobre 2009, di una nuova formula di calcolo, maggiormente semplificata, della componente a remunerazione dei costi di commercializzazione all'ingrosso.

Delibera ARG/gas 159/08: Definiti i criteri tariffari per il periodo di regolazione 2009-2012 per il servizio di distribuzione e misura del gas e disposizioni transitorie per l'anno 2009
Con delibera ARG/gas 159/08 l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas ha stabilito una nuova metodologia di determinazione dei ricavi per il servizio di distribuzione e misura del gas. A partire dal 1° luglio 2009 e per l'intero triennio di regolazione che scadrà nel 2012, tale delibera prevede il riconoscimento di un ammontare totale di ricavi di competenza per ciascun anno del periodo di regolazione. Tale ammontare, che coincide con un valore fissato in occasione dell'approvazione da parte dell'Autorità delle richieste tariffarie di distribuzione, è denominato "Vincolo dei Ricavi Totali" (VRT) e rappresenta la remunerazione massima riconosciuta dall'Autorità a ciascun operatore a copertura dei costi sostenuti. La delibera dispone inoltre che ogni differenza, positiva o negativa, tra il VRT e i ricavi risultanti dalla fatturazione delle quantità effettivamente distribuite venga regolata attraverso un meccanismo di perequazione che prevede partite di credito o debito nei confronti della Cassa Conguaglio del settore elettrico. Per effetto della nuova modalità di determinazione dei ricavi, questi ultimi non sono più correlati alla stagionalità dei volumi erogati L'introduzione della nuova metodologia tariffaria non determina una riduzione dei ricavi complessivi su base annua.

Legge 23 luglio 2009, n. 99 – Conversione in legge del DL "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"
Nell'ambito dei provvedimenti adottati per fronteggiare la crisi economica, il 26 giugno 2009 il Consiglio dei Ministri ha approvato il cosiddetto "Decreto anti-crisi" il cui articolo 3, relativo agli interventi mirati alla riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie, ha previsto per Eni l'obbligo di nuove vendite al punto di scambio virtuale (PSV) per complessivi 5 miliardi di metri cubi di gas nel periodo ottobre 2009 - settembre 2010 (cosiddetta "*gas release*"). In particolare il Decreto ha previsto che tali vendite fossero effettuate con procedure concorrenziali non discriminatorie (gare) secondo condizioni e modalità stabilite su proposta dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas. Il prezzo riconosciuto a Eni è stato fissato con Decreto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), sempre su proposta dell'Autorità, tenendo conto dei prezzi medi dei mercati europei più rilevanti, nonché della struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti da Eni. La differenza positiva tra il prezzo di vendita emerso dalla procedura di assegnazione dei volumi e quello fissato dal MSE e dall'AEEG è destinata a vantaggio dei clienti finali industriali che hanno evidenziato negli ultimi tre anni un elevato coefficiente di utilizzo nei prelievi gas secondo criteri stabiliti dal MSE. Il Decreto ha previsto inoltre che l'AEEG, entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore dovesse: (i) introdurre elementi di degressività nelle tariffe di trasporto per il periodo di regolazione 2010-2013; (ii) riformare la disciplina del bilanciamento adottando meccanismi di flessibilità a vantaggio di tutti i clienti finali compresi quelli industriali; (iii) promuovere l'offerta di servizi di punta e lo stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici.

Deliberazione ARG/gas 184/09 - Approvazione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo 2010-2013
Con la deliberazione ARG/gas 184/09, pubblicata in data 2 dicembre 2009, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto

e di misura del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il terzo periodo di regolazione (1° gennaio 2010 - 31 dicembre 2013). L'Autorità ha inoltre fissato in 33,6 milioni di euro l'ammontare da riconoscere a Snam Rete Gas per i costi addizionali sostenuti nell'anno termico 2007-2008 per l'acquisto del gas combustibile utilizzato per l'alimentazione delle centrali di spinta.
La valutazione del capitale investito netto (RAB) è effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 6,4% in termini reali prima delle imposte. Sono stati confermati gli incentivi ai nuovi investimenti, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) variabile, in relazione alla tipologia di investimento, dall'1% al 3% e per un periodo da 5 a 15 anni. Gli ammortamenti delle infrastrutture di trasporto (metanodotti) sono calcolati sulla base di una vita economico-tecnica pari a 50 anni e vengono sottratti dal meccanismo del *price cap*. I costi operativi riconosciuti vengono determinati sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008 e incrementati del 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo di regolazione. Il *fuel gas* viene è escluso dal meccanismo del *price cap*. La quota parte dei ricavi correlata ai volumi effettivamente trasportati viene determinata sulla base dei costi operativi riconosciuti e risulta pari a circa il 15% dei ricavi di riferimento.

Terzo Pacchetto Energia: Direttiva 2009/73/CE
Nell'ambito del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" pubblicato nel corso del 2009, la Direttiva 2009/73/CE disciplina il mercato interno del gas naturale disponendo che gli stati membri, in cui il sistema di trasporto appartenga a un'impresa verticalmente integrata, siano tenuti a scegliere la modalità attraverso la quale garantire l'indipendenza del trasportatore.
I modelli di separazione tra cui optare sono:
(i) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:
- *Ownership Unbundling* (OU). Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
- *Independent System Operator* (ISO). Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo.
(ii) separazione funzionale rafforzata:
- *Independent Transmission Operator* (ITO). Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 1.686 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (1.479 milioni di euro); (ii) l'incremento della capacità di stoccaggio (282 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (278 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (73 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara; (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (32 milioni di euro).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Italia	1.219	1.750	**1.564**	(186)	(10,6)
Estero	292	308	**122**	(186)	(60,4)
	1.511	**2.058**	**1.686**	**(372)**	**(18,1)**
Mercato	**238**	**198**	**175**	**(23)**	**(11,6)**
Mercato	63	91	**102**	11	12,1
Italia	*13*	*16*	***12***	*(4)*	*(25,0)*
Estero	*50*	*75*	***90***	*15*	*20,0*
Generazione elettrica	175	107	**73**	(34)	(31,8)
***Business* regolati Italia**	**1.031**	**1.627**	**1.479**	**(148)**	**(9,1)**
Trasporto	691	1.130	**919**	(211)	(18,7)
Distribuzione	195	233	**278**	45	19,3
Stoccaggio	145	264	**282**	18	6,8
Trasporto internazionale	**242**	**233**	**32**	**(201)**	**(86,3)**
	1.511	**2.058**	**1.686**	**(372)**	**(18,1)**

Refining & Marketing

Principali indicatori di *performance*		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica [a][b]	(milioni di euro)	36.349	45.017	**31.769**
Utile operativo		686	(988)	**(102)**
Utile operativo *adjusted*		292	580	**(357)**
Utile netto *adjusted*		294	521	**(197)**
Investimenti tecnici		979	965	**635**
Capitale investito netto *adjusted* a fine periodo [c]		7.149	8.260	**7.560**
ROACE adjusted [c]	(%)	4,6	6,5	**(2,6)**
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	**34,55**
Grado di conversione del sistema	(%)	56	58	**60**
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	748	737	**747**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,80	12,03	**12,02**
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo [d]	(numero)	6.440	5.956	**5.986**
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa [d]	(migliaia di litri)	2.486	2.502	**2.477**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.428	8.327	**8.166**

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'Ifric 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "*Return On Average Capital Employed (ROACE)*".
(d) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività *downstream* in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Sviluppi di portafoglio e principali iniziative

› Il 21 gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività *downstream* che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete (che includono 36 stazioni di proprietà di rivenditori a marchio Esso) nonché *asset* commerciali nel *business* avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità in materia di concorrenza.

› Continua il processo di riqualificazione della rete di distribuzione Eni volta al miglioramento del servizio e degli *standard* qualitativi dei punti vendita. Nel 2010 è stato avviato il processo di *re-branding* delle stazioni al marchio "eni", che sarà utilizzato per tutte le attività *downstream oil&gas* del Gruppo.

Risultati finanziari

› Nel 2009 il settore Refining & Marketing ha registrato una perdita netta *adjusted* di 197 milioni di euro con un peggioramento di 718 milioni di euro rispetto al 2008 (che ha chiuso con l'utile di 521 milioni di euro) per effetto della significativa flessione operati-

va, causata dal calo dei margini di raffinazione in un contesto di fondamentali deboli del settore, nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

› Il *ROACE adjusted* è stato del -2,6%, in flessione rispetto al 2008 (6,5%).

› Sono stati investiti 635 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

› L'obiettivo di medio termine è il recupero di redditività attraverso il rafforzamento del sistema di raffinazione e il consolidamento della *leadership* nel mercato italiano rete e della posizione di mercato nelle aree sinergiche dell'Europa.

Risultati operativi

› Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 34,55 milioni di tonnellate con una riduzione del 3,6% rispetto al 2008. In Italia la riduzione delle lavorazioni in conto proprio (-3,3%) riflette essenzialmente scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda.

› La quota di mercato rete in Italia è del 31,5% con un incremento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto della campagna di fidelizzazione You&Agip, delle politiche commerciali e di *pricing* attuate nel corso dell'anno (in particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself"), e del convenzionamento di nuovi punti vendita.
A fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali (-0,6%) le vendite rete di 9,03 milioni di tonnellate hanno registrato un aumento del 2,5% per effetto essenzialmente delle maggiori vendite di gasolio e GPL.

› Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 2,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, a causa della flessione della domanda di carburanti in particolare in Europa Orientale.

› Nel 2009 sono stati aperti/ristrutturati 53 *outlet* per la fornitura di prodotti e servizi *non oil* su altrettante stazioni di servizio della rete italiana. Escludendo il risultato delle attività *downstream* in Penisola Iberica cedute nell'ottobre 2008, il fatturato *non oil* della rete europea è stato di 147 milioni di euro, in crescita del 2,4% rispetto al 2008.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2009 sono state acquistate 67,40 milioni di tonnellate di petrolio (57,91 milioni nel 2008), di cui 32,75 milioni dal settore Exploration & Production, 14,94 milioni sul mercato *spot* e 19,71 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Occidentale, 19% dai Paesi della Russia europea e asiatica, 15% dal Medio Oriente, 13% dall'Africa Settentrionale, 11% dal Mare del Nord, 4% dall'Italia e 13% da altre aree.

Acquisti (milioni di tonnellate)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Greggi *equity*					
Produzione Eni estero	27,47	26,14	**29,84**	3,70	14,2
Produzione Eni nazionale	4,10	3,57	**2,91**	(0,66)	(18,5)
	31,57	**29,71**	**32,75**	**3,04**	**10,2**
Altri greggi					
Acquisti *spot*	11,34	12,09	**14,94**	2,85	23,6
Contratti a termine	16,65	16,11	**19,71**	3,60	22,3
	27,99	**28,20**	**34,65**	**6,45**	**22,9**
Totale acquisti di greggi	**59,56**	**57,91**	**67,40**	**9,49**	**16,4**
Acquisti di semilavorati	3,59	3,39	**2,92**	(0,47)	(13,9)
Acquisti di prodotti	16,14	17,42	**13,98**	(3,44)	(19,7)
TOTALE ACQUISTI	**79,29**	**78,72**	**84,30**	**5,58**	**7,1**
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,13)	(1,00)	**(0,96)**	0,04	4,0
Altre variazioni [a]	(2,19)	(1,04)	**(1,64)**	(0,60)	(57,7)
	75,97	**76,68**	**81,70**	**5,02**	**6,5**

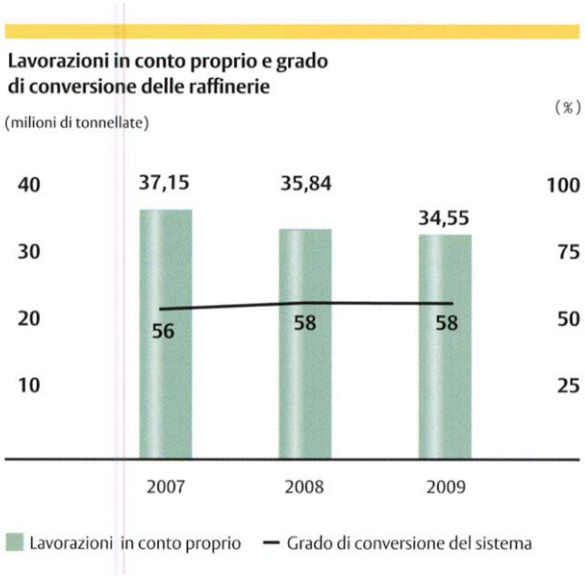
(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Sono state commercializzate 36,11 milioni di tonnellate di petrolio, in netto aumento rispetto al 2008 (+38,9%) per effetto principalmente delle maggiori attività di *trading*.
Sono state acquistate 2,92 milioni di tonnellate di semilavorati (3,39 milioni nel 2008) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 13,98 milioni di tonnellate di prodotti (17,42 milioni nel 2008) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,10 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,88 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Raffinazione

Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (34,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 3,6%. In Italia sono state registrate minori lavorazioni di circa 990 mila di tonnellate (-3,3%), in particolare sulla Raffineria di Gela per effetto principalmente del prolungamento delle fermate per manutenzioni programmate, nonché su Livorno e Taranto in relazione alle scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole e all'andamento della domanda di prodotti.
All'estero la flessione di circa 300 mila tonnellate delle lavorazioni ha riguardato principalmente la raffineria in Repubblica Ceca e il polo di raffinazione in Germania a seguito del minore utilizzo degli impianti, connesso al calo della domanda, e della ristrutturazione del sito di Ingolstadt in Germania.
Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,57 milioni di tonnellate (-6,1%) rispetto al 2008 per effetto delle minori lavorazioni in conto terzi presso le raffinerie di Venezia e Sannazzaro conseguente alla cessazione a fine 2008 del contratto di lavorazione Tamoil.
Il 16,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 5,2 punti percentuali rispetto al 2008 (21,5%), equivalenti a un minor volume di circa 1,87 milioni di tonnellate.

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	**2007**	**2008**	**2009**	**Var. ass.**	**Var. %**
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,79	25,59	**24,02**	(1,57)	(6,1)
Lavorazioni in conto terzi	(1,76)	(1,37)	**(0,49)**	0,88	64,2
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,42	6,17	**5,87**	(0,30)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio	**32,45**	**30,39**	**29,40**	**(0,99)**	**(3,3)**
Consumi e perdite	(1,63)	(1,61)	**(1,60)**	0,01	0,6
Prodotti disponibili da lavorazioni	**30,82**	**28,78**	**27,80**	**(0,98)**	**(3,4)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,16	2,56	**3,73**	1,17	45,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(3,80)	(1,42)	**(3,89)**	(2,47)	
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,13)	(1,00)	**(0,96)**	0,04	4,0
Prodotti venduti	**28,05**	**28,92**	**26,68**	**(2,24)**	**(7,7)**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	**4,70**	**5,45**	**5,15**	**(0,30)**	**(5,5)**
Consumi e perdite	(0,31)	(0,25)	**(0,25)**		
Prodotti disponibili da lavorazioni	**4,39**	**5,20**	**4,90**	**(0,30)**	**(5,8)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	13,91	15,14	**10,12**	(5,02)	(33,2)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	3,80	1,42	**3,89**	2,47	
Prodotti venduti	**22,10**	**21,76**	**18,91**	**(2,85)**	**(13,1)**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**37,15**	**35,84**	**34,55**	**(1,29)**	**(3,6)**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*9,29*	*6,98*	***5,11***	*(1,87)*	*(26,8)*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**50,15**	**50,68**	**45,59**	**(5,09)**	**(10,0)**
Vendite di greggi	**25,82**	**26,00**	**36,11**	**10,11**	**38,9**
TOTALE VENDITE	**75,97**	**76,68**	**81,70**	**5,02**	**6,5**



Italia (Sannazzaro de' Burgondi) - raffineria.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2009, escludendo l'impatto della cessione nel 2008 delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-1,52 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi (45,59 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,57 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 7,3%, a causa principalmente dei minori volumi venduti sul mercato extrarete in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Rete	8,62	8,81	**9,03**	0,22	2,5
Extrarete	11,09	11,15	**9,56**	(1,59)	(14,3)
Petrolchimica	1,93	1,70	**1,33**	(0,37)	(21,8)
Altre vendite	6,41	7,26	**6,76**	(0,50)	(6,9)
Vendite in Italia	**28,05**	**28,92**	**26,68**	**(2,24)**	**(7,7)**
Rete resto d'Europa	3,18	3,22	**2,99**	(0,23)	(7,1)
Extrarete resto d'Europa	3,20	3,94	**3,66**	(0,28)	(7,1)
Extrarete altro estero	0,57	0,56	**0,41**	(0,15)	(26,8)
Altre vendite	13,11	12,52	**11,85**	(0,67)	(5,4)
Vendite all'estero	**20,06**	**20,24**	**18,91**	**(1,33)**	**(6,6)**
	48,11	49,16	**45,59**	(3,57)	**(7,3)**
Penisola Iberica	2,04	1,52	–	(1,52)	..
di cui: Rete	*0,85*	*0,64*		*(0,64)*	..
Extrarete	*1,19*	*0,88*		*(0,88)*	..
TOTALE VENDITE	**50,15**	**50,68**	**45,59**	**(5,09)**	**(10,0)**

Vendite rete Italia

Nel 2009, a fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali, le vendite sulla rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto essenzialmente della campagna di fidelizzazione "You&Agip", delle politiche commerciali e di *pricing* attuate nel corso dell'anno, con particolare riferimento al successo riscosso dall'iniziativa "Iperself", e dell'apertura/convenzionamento di nuovi punti vendita. Tali azioni hanno sostenuto l'incremento di 0,9 punti percentuali della quota di mercato dal 30,6% al 31 dicembre 2008 al 31,5% del 2009. Le maggiori vendite hanno riguardato essenzialmente il gasolio e il GPL, a fronte di vendite della benzina in lieve flessione.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.474 stazioni di servizio con un incremento di 65 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (4.409 stazioni di servizio) per effetto: (i) del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (90 unità); (ii) dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), parzialmente compensata dalla chiusura di impianti a basso erogato (24 unità) e dal mancato rinnovo di 8 concessioni autostradali. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.482 mila litri) ha registrato un aumento di 13 mila litri rispetto al 2008.

Vendite per prodotto/canale (milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia	**19,71**	**19,96**	**18,59**	**(1,37)**	**(6,9)**
Vendite rete	**8,62**	**8,81**	**9,03**	**0,22**	**2,5**
Benzina	3,19	3,11	**3,05**	(0,06)	(1,9)
Gasolio	5,25	5,50	**5,74**	0,24	4,4
GPL	0,17	0,19	**0,22**	0,03	15,8
Altri prodotti	0,01	0,01	**0,02**	0,01	100,0
Vendite extrarete	**11,09**	**11,15**	**9,56**	**(1,59)**	**(14,3)**
Gasolio	4,42	4,52	**4,30**	(0,22)	(4,9)
Oli combustibili	0,95	0,85	**0,72**	(0,13)	(15,3)
GPL	0,37	0,38	**0,35**	(0,03)	(7,9)
Benzina	0,15	0,15	**0,12**	(0,03)	(20,0)
Lubrificanti	0,13	0,12	**0,09**	(0,03)	(25,0)
Bunker	1,58	1,70	**1,38**	(0,32)	(18,8)
Altri prodotti	3,49	3,43	**2,60**	(0,83)	(24,2)
Estero (rete + extrarete)	**8,99**	**7,72**	**7,06**	**(0,66)**	**(8,5)**
Benzine	2,29	2,12	**1,89**	(0,23)	(10,8)
Gasolio	5,16	3,80	**3,54**	(0,26)	(6,8)
Jet fuel	0,38	0,47	**0,35**	(0,12)	(25,5)
Oli combustibili	0,25	0,23	**0,28**	0,05	21,7
Lubrificanti	0,09	0,11	**0,10**	(0,01)	(9,1)
GPL	0,49	0,52	**0,50**	(0,02)	(3,8)
Altri prodotti	0,33	0,47	**0,40**	(0,07)	(14,9)
	28,70	**27,68**	**25,65**	**(2,03)**	**(7,3)**
Penisola Iberica	2,04	1,52	-	(1,52)	..
Totale	**30,74**	**29,20**	**25,65**	**(3,55)**	**(12,2)**

Nel 2009 le vendite di carburanti della linea Blu – carburanti a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale – hanno beneficiato di un livello di prezzi inferiori al 2008 registrando vendite pressoché stabili grazie anche a specifiche azioni di *marketing* e fidelizzazione attuate nel corso dell'anno.

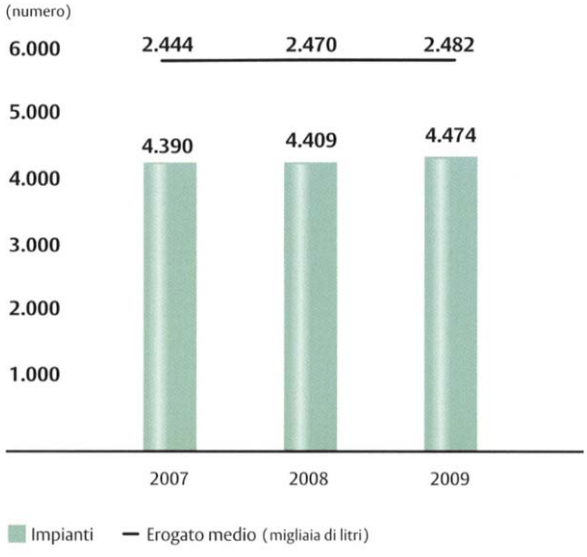
In particolare le vendite di BluDiesel e BluDieselTech sono state di circa 600 mila tonnellate (720 milioni di litri) e hanno rappresentato il 10,5% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluDiesel sono 4.104 (4.095 a fine 2008) pari a circa il 92% del totale.

Le vendite di BluSuper sono state di circa 82 mila tonnellate (110 milioni di litri) sostanzialmente invariate rispetto al 2008 e sono pari al 2,7% dei volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluSuper sono 2.679 (2.631 a fine 2008), pari a circa il 60% del totale.

Nel 2009 si è conclusa con successo l'iniziativa promozionale "You&Agip", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale. Nell'ambito del programma le *fidelity card* che nel corso dell'anno hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2009, circa 5,4 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 3,1 milioni. Il volume venduto in funzione dell'accumulo punti con le *card* è stato di oltre il 45% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 44% dell'erogato complessivo della rete.

Nel febbraio 2010 è stata lanciata la nuova campagna promozionale "you&eni" di durata triennale e con scadenza il 31 gennaio 2013.

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite rete resto d'Europa

Nel 2009, escludendo l'effetto della cessione a Galp delle attività *downstream* in Penisola Iberica (-0,64 milioni di tonnellate), le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 2,99 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, principalmente in Germania ed Europa Orientale a causa della contrazione della domanda di carburanti.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.512 stazioni di servizio con una diminuzione di 35 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (1.547 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 32 impianti a basso erogato; (ii) il saldo negativo di 32 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con decrementi in Germania e variazioni positive in Ungheria; (iii) l'acquisto di 21 impianti, in particolare in Romania; (iv) l'apertura di 8 nuove unità.

L'erogato medio (2.461 mila litri) è in flessione rispetto al 2008 di circa 116 mila litri.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2009 le vendite extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,59 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 14,3%, essenzialmente per effetto della recessione economica che ha determinato un calo nella domanda di prodotti da parte dell'industria (in particolare avio, *bunkeraggi* marittimi e olii combustibili destinati al settore termoelettrico), nonché la flessione dei consumi di gasolio.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 280 mila tonnellate, pari al 7,1%, (al netto delle cessioni in Penisola Iberica), essenzialmente in Germania, Repubblica Ceca e Svizzera per effetto della contrazione dei consumi, in particolare di gasolio riscaldamento.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,33 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 370 mila tonnellate per le minori forniture di *feedstock* in relazione alla contrazione della domanda.

Le altre vendite (18,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,17 milioni di tonnellate, pari al 5,9%, per effetto essenzialmente della flessione dei volumi venduti a *trader* e società petrolifere, nonché delle minori attività sul cargo *market*, anche per effetto delle minori lavorazioni.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici del settore di 635 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (436 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro (in marcia da luglio) e Taranto (previsto in avviamento nel 2010), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e dell'attività di extrarete e GPL (118 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (54 milioni di euro).

Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 78 milioni di euro.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
Italia	873	850	**581**	(269)	(31,6)
Estero	106	115	**54**	(61)	(53,0)
	979	**965**	**635**	**(330)**	**(34,2)**
Raffinazione, *supply* e logistica	**675**	**630**	**436**	**(194)**	**(30,8)**
Italia	675	630	**436**	(194)	(30,8)
Marketing	**282**	**298**	**172**	**(126)**	**(42,3)**
Italia	176	183	**118**	(65)	(35,5)
Estero	106	115	**54**	(61)	(53,0)
Altre Attività	**22**	**37**	**27**	**(10)**	**(27,0)**
	979	**965**	**635**	**(330)**	**(34,2)**

Petrolchimica

Principali indicatori di *performance*		**2007**	**2008**	**2009**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	6.934	6.303	**4.203**
Petrolchimica di base		*3.582*	*3.060*	***1.832***
Polimeri		*3.109*	*2.961*	***2.185***
Altri ricavi		*243*	*282*	***186***
Utile operativo		100	(845)	**(675)**
Utile operativo *adjusted*		116	(398)	**(426)**
Utile netto *adjusted*		74	(323)	**(340)**
Investimenti tecnici		145	212	**145**
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	**6.521**
Vendite di prodotti petrolchimici		5.513	4.684	**4.265**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	80,6	68,6	**65,4**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.534	6.274	**6.068**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Il settore ha registrato una perdita netta *adjusted* di 340 milioni di euro con peggioramento di 17 milioni rispetto al 2008, dovuto al perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

› Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.265 mila tonnellate sono diminuite di 419 mila tonnellate rispetto al 2008 (-8,9%) per effetto del calo della domanda dei prodotti, in particolare nel settore *automotive*, a seguito della recessione economica.

› Le produzioni di 6.521 mila tonnellate sono diminuite di 851 mila tonnellate (-11,5%) per effetto della forte contrazione della domanda in tutti i *business*.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2009 le vendite (4.265 mila tonnellate) si sono ridotte di 419 mila tonnellate (-8,9%) per effetto della generale debolezza del mercato per i primi nove mesi del 2009 con una leggera ripresa della domanda dei polimeri nell'ultimo trimestre.

Le produzioni (6.521 mila tonnellate) hanno registrato una riduzione di 851 mila tonnellate rispetto al 2008, pari all'11,5%, in tutte le aree di *business*. Il generalizzato calo della domanda nel comparto chimico ed in particolare nelle *commodities* ha determinato fermate straordinarie di alcuni impianti per limitare l'eccesso di stoccaggio. In particolare, la riduzione maggiore si è verificata a Porto Torres (-51%), come conseguenza della fermata dell'impianto di fenolo da inizio anno e marcia a carico ridotto per esigenze commerciali.

La capacità produttiva nominale si è ridotta del 3,3% rispetto al 2008, per la fermata del *cracker* di Gela e per la fermata dell'impianto di fenolo di Porto Torres. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 68,6% al 65,4% per effetto della contrazione delle quantità prodotte.

I prezzi unitari medi di vendita sono diminuiti di circa il 26%. Le riduzioni più consistenti si sono registrate nei prezzi medi dei principali prodotti petrolchimici (-35% nelle olefine), per l'impatto negativo dello scenario petrolifero con la *virgin* nafta in calo del 32,3% rispetto al 2008. I prezzi unitari medi dei polimeri ed in particolare degli elastomeri (-17%) si sono ridotti in misura minore, per effetto della maggiore inerzia ad adeguarsi allo scenario petrolifero e di previsti aumenti per il nuovo anno.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	6.274	5.110	**4.350**	(760)	(14,9)
Polimeri	2.521	2.262	**2.171**	(91)	(4,0)
Produzioni	**8.795**	**7.372**	**6.521**	**(851)**	**(11,5)**
Consumi e perdite	(4.099)	(3.539)	**(2.701)**	838	(23,7)
Acquisti e variazioni rimanenze	816	851	**445**	(406)	(47,7)
	5.513	**4.684**	**4.265**	**(419)**	**(8,9)**

Andamento per *business*

Petrolchimica di Base

I ricavi della petrolchimica di base (1.832 milioni di euro) sono diminuiti di 1.228 milioni di euro rispetto al 2008 (-40,1%), in tutti i principali *business* per effetto di una sensibile riduzione dei prezzi medi unitari (dal -25 al -35%) correlati all'andamento delle quotazioni delle principali materie prime petrolifere, ed in misura minore per la contrazione dei volumi venduti. In particolare i volumi venduti di olefine ed aromatici si sono ridotti rispettivamente dell'8% e del 10,5%, nonostante il recupero registrato nell'ultimo trimestre.

Le vendite di intermedi sono diminuite del 34% per mancanza di prodotto per la fermata dell'impianto di Porto Torres a seguito del peggioramento dello scenario.

Le produzioni della petrolchimica di base (4.350 mila tonnellate) sono diminuite di 760 mila tonnellate rispetto al 2008 (-14,9%) rispetto al 2008, per effetto del calo della domanda di monomeri.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (2.185 milioni di euro) sono diminuiti di 776 milioni di euro rispetto al 2008 (-26,2%), principalmente per effetto della riduzione dei prezzi.

I volumi venduti di polietilene sono diminuiti dell'1,3% nonostante la leggera ripresa della domanda registrata negli ultimi mesi dell'anno. Le vendite di polimeri stirenici hanno registrato una *performance* stabile, con un aumento delle vendite di polistirolo compatto del 2,5% rispetto al 2008. Permangono in calo i volumi di vendita degli elastomeri (-7%), per la maggior presenza nei settori industriali più colpiti dalla recessione economica (in particolare settore auto).

Le produzioni dei polimeri (2.171 mila tonnellate) sono diminuite di 91 mila tonnellate rispetto al 2008 (-4%), in linea con l'andamento delle vendite. I volumi prodotti di stirenici e di polietilene si sono ridotti del 3%, per effetto essenzialmente della fermata di Porto Torres. Le produzioni degli elastomeri sono diminuite dell'8,8%, per effetto delle fermate di impianti, principalmente nei primi mesi del 2009, a causa del calo della domanda industriale, in particolare nel settore *automotive*.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 145 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2008) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (58 milioni di euro), interventi di manutenzione straordinaria (28 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di Legge in tema di salute e sicurezza (28 milioni di euro) e interventi di mantenimento e di razionalizzazione (20 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di *performance*		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	8.678	9.176	**9.664**
Utile operativo		837	1.045	**881**
Utile operativo *adjusted*		840	1.041	**1.120**
Utile netto *adjusted*		658	784	**892**
Investimenti tecnici		1.410	2.027	**1.630**
ROACE *adjusted* [b]	(%)	17,1	16,8	**15,4**
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.845	13.860	**9.917**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	15.390	19.105	**18.730**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	33.111	35.629	**35.969**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "*Return On Average Capital Employed* (ROACE)".

› L'utile netto *adjusted* di 892 milioni di euro è aumentato di 108 milioni di euro rispetto al 2008 (+13,8%) per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

› L'utile operativo di 881 milioni di euro è diminuito di 164 milioni di euro rispetto al 2008 (-15,7%) esclusivamente per effetto dell'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro, relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al Bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni, in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 15,4% nel 2009, in diminuzione rispetto al 2008 (16,8%).

› Gli ordini acquisiti di 9.917 milioni di euro sono diminuiti di 3.943 milioni di euro rispetto al 2008 (-28,4%) in particolare nelle attività *onshore* e perforazioni terra.

› Il portafoglio ordini di 18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda principalmente progetti in Africa Settentrionale (30%), Africa Occidentale (15%) e Resto d'Europa (13%).

› Gli investimenti tecnici di 1.630 milioni di euro diminuiscono di 397 milioni di euro rispetto al 2008 (-19,6%) e riguardano essenzialmente l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2009 si segnalano:

- il contratto *EPC* per conto della *joint venture* tra Eni e Sonatrach per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento *onshore* Menzel Ledjmet e degli sviluppi futuri dei campi del *CAFC* (*Central Area Field Complex*) in Algeria;
- il contratto per conto di Agip KCO, nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan per la realizzazione di lavori di connessione e messa in opera delle strutture a mare e attività presso il cantiere di Kuryk in Kazakhstan;
- il contratto per conto di Eni per la conversione di una petroliera in un impianto di produzione galleggiante *FPSO* (*Floating Production Storage and Offloading*) avente una capacità di stoccaggio di 700.000 barili e una capacità produttiva di 12.000 barili/giorno;
- il contratto *EPC* per conto di Sonatrach per la realizzazione del gasdotto GK3 di circa 350 chilometri, che collegherà diverse località situate nella regione nord-orientale dell'Algeria;
- il contratto *EPC* per conto di ESSO Exploration Angola per lo sviluppo dei giacimenti Kizomba Satellites situati al largo delle coste angolane. In particolare il progetto assicurerà il collegamento dei giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante (*FPSO*);
- il contratto *EPC* per conto di Qafco per la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di urea nella città di Mesaieed, in Qatar;
- il contratto per conto di Esso Highlands Ltd, per la posa a mare del gasdotto PNG LNG EPC2 di 407 chilometri, in Papua Nuova Guinea;
- il contratto *EPIC* per conto di Premier Oil Natura Sea B.V per la realizzazione di due piattaforme e delle relative infrastrutture presso il campo *offshore* di Gajah Baru, al largo delle coste dell'Indonesia;
- il contratto *EPC* per conto di Sonatrach per la realizzazione del terminale marittimo destinato all'esportazione dei prodotti del futuro impianto di ammonia/urea di Arzew, in Algeria.

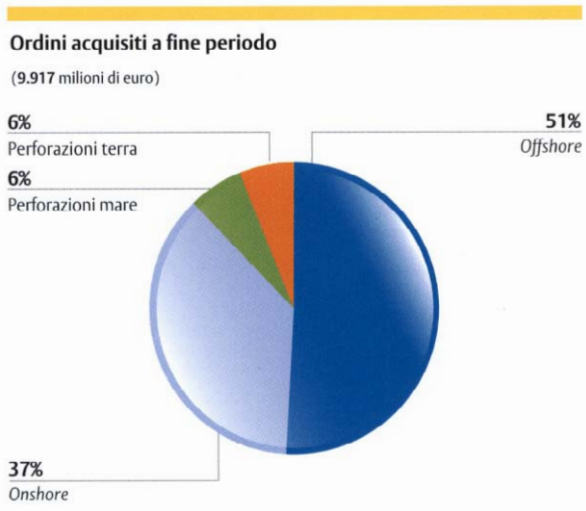
Gli ordini acquisiti (9.917 milioni di euro) hanno riguardato per il 79% lavori da realizzare all'estero e per il 32% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2009 è di 18.730 milioni di euro (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008); il 93% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 22% lavori assegnati da imprese di Eni.

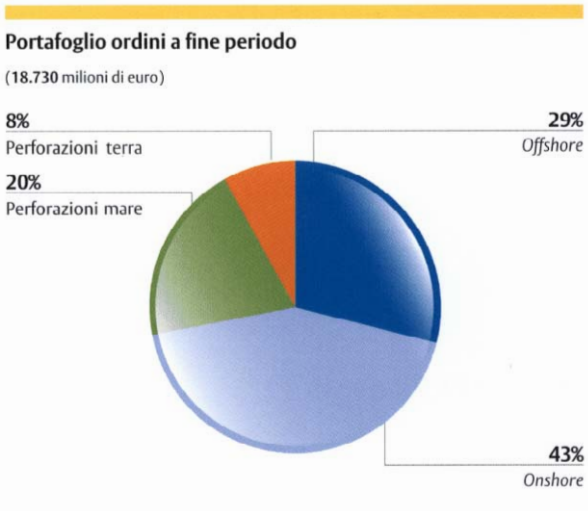
Ordini acquisiti (milioni di euro)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti	**11.845**	**13.860**	**9.917**	**(3.943)**	**(28,4)**
Offshore	3.496	4.381	**5.089**	708	16,2
Onshore	6.070 [a]	7.522	**3.665**	(3.857)	(51,3)
Perforazioni mare	1.644	760	**585**	(175)	(23,0)
Perforazioni terra	635	1.197	**578**	(619)	(51,7)
di cui:					
- Eni	1.923	540	**3.147**	2.607	..
- Terzi	9.922	13.320	**6.770**	(6.550)	(49,2)
di cui:					
- Italia	574	831	**2.081**	1.250	..
- Estero	11.271	13.029	**7.836**	(5.193)	(39,9)

(a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

Portafoglio ordini (milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	**31.12.2009**	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini	**15.390**	**19.105**	**18.730**	**(375)**	**(2,0)**
Offshore	4.215	4.682	**5.430**	748	16,0
Onshore	7.003 [a]	9.201	**8.035**	(1.166)	(12,7)
Perforazioni mare	3.471	3.759	**3.778**	19	0,5
Perforazioni terra	701	1.463	**1.487**	24	1,6
di cui:					
- Eni	3.399	2.547	**4.103**	1.556	61,1
- Terzi	11.991	16.558	**14.627**	(1.931)	(11,7)
di cui:					
- Italia	799	435	**1.341**	906	..
- Estero	14.591	18.670	**17.839**	(831)	(4,5)

(a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.





Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.630 milioni di euro hanno riguardato:

(i) *Offshore:* l'acquisto del *lay barge* Acergy Piper rinominato Castoro Sette, la realizzazione di un nuovo *pipelayer*, del *field development ship* FDS2 per acque profonde, la costruzione di una nuova *yard* di fabbricazione in Indonesia e le attività di conversione di una petroliera in un'unità *FPSO*;

(ii) Perforazione mare: l'allestimento delle due piattaforme semisommergibili Scarabeo 8 e 9, della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000 e del *jack up* Perro Negro 6;

(iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;

(iv) *Onshore:* il mantenimento e l'*upgrading* dell'*asset* base.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2007	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
Offshore	566	741	**691**	(50)	(6,7)
Onshore	76	48	**19**	(29)	(60,4)
Perforazioni mare	478	785	**706**	(79)	(10,1)
Perforazioni terra	266	424	**188**	(236)	(55,7)
Altri investimenti	24	29	**26**	(3)	(10,3)
	1.410	**2.027**	**1.630**	**(397)**	**(19,6)**

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
87.204	Ricavi della gestione caratteristica [a]	108.082	**83.227**	(24.855)	(23,0)
833	Altri ricavi e proventi	728	**1.118**	390	53,6
(61.933)	Costi operativi	(80.354)	**(62.532)**	17.822	22,2
(8)	*di cui: (oneri) proventi non ricorrenti*	*21*	***(250)***	*(271)*	
(129)	Altri proventi e oneri operativi [b]	(124)	**55**	179	..
(7.236)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.815)	**(9.813)**	2	..
18.739	**Utile operativo**	**18.517**	**12.055**	**(6.462)**	**(34,9)**
46	Proventi (oneri) finanziari netti	(640)	**(551)**	89	13,9
1.243	Proventi netti su partecipazioni	1.373	**569**	(804)	(58,6)
20.028	**Utile prima delle imposte**	**19.250**	**12.073**	**(7.177)**	**(37,3)**
(9.219)	Imposte sul reddito	(9.692)	**(6.756)**	2.936	30,3
46,0	*Tax rate (%)*	*50,3*	***56,0***	5,7	
10.809	Utile netto	9.558	**5.317**	(4.241)	(44,4)
	di cui:				
10.011	**- utile netto di competenza Eni**	**8.825**	**4.367**	**(4.458)**	**(50,5)**
798	- utile netto di terzi azionisti	733	**950**	217	29,6

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.
(b) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati del periodo di confronto.

Utile netto

Nel 2009 Eni ha conseguito l'**utile netto di competenza** di 4.367 milioni di euro con una riduzione di 4.458 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 50,5%, dovuta alla flessione della *performance* operativa di 6.462 milioni di euro (-34,9%) a causa del peggioramento dello scenario petrolifero registrato nei primi nove mesi, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dalla circostanza che nel quarto trimestre 2008 furono rilevate svalutazioni delle scorte di petrolio e prodotti di 2,35 miliardi di euro in concomitanza con il punto di minimo toccato allora dallo scenario energetico. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del *tax rate* di Gruppo dal 50,3% al 56% (+5,7 punti percentuali) per effetto di modifiche normative che hanno riguardato le imposte correnti in Italia e all'estero e di oneri fiscalmente non riconosciuti, nonché la rilevazione nel 2008 di proventi d'imposta per 733 milioni di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita per le imprese italiane e alcune imprese estere in relazione a modifiche del quadro normativo.

Utile netto *adjusted*

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
10.011	**Utile netto di competenza Eni**	**8.825**	**4.367**	**(4.458)**	**(50,5)**
(499)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	723	**(191)**	(914)	
57	Esclusione *special item*	616	**1.031**	415	
	di cui:				
35	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*(21)*	***250***	*271*	
22	*- altri special item*	*637*	***781***	*144*	
9.569	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni** [a]	**10.164**	**5.207**	**(4.957)**	**(48,8)**

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto *adjusted* che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

L'**utile netto *adjusted* di competenza Eni** di 5.207 milioni di euro è diminuito di 4.957 milioni di euro rispetto al 2008 (-48,8%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 191 milioni di euro e gli *special item* costituiti da oneri netti di 1.031 milioni di euro, con un effetto complessivo di 840 milioni di euro.

Gli ***special item*** si riferiscono agli esiti dei *test* di valutazione di proprietà *oil&gas*, impianti di raffinazione e *marketing*, *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali nel settore Refining & Marketing e complessi petrolchimici (1.395 milioni di euro al lordo della fiscalità), oneri ambientali (298 milioni di euro) e accantonamenti operativi (378 milioni di euro) tra i quali quello dell'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati da plusvalenze su cessione di *asset* *oil&gas* al *partner* Suez (277 milioni di euro), proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati su *commodity* non efficace per la copertura (287 milioni di euro), nonché proventi determinati dalla rilevazione di imposte differite attive e da modifiche al regime di deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito delle società italiane (222 milioni di euro).

L'analisi dell'**utile netto *adjusted*** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
6.328	Exploration & Production	7.900	**3.878**	(4.022)	(50,9)
3.127	Gas & Power	2.648	**2.916**	268	10,1
294	Refining & Marketing	521	**(197)**	(718)	..
74	Petrolchimica	(323)	**(340)**	(17)	(5,3)
658	Ingegneria & Costruzioni	784	**892**	108	13,8
(210)	Altre attività	(279)	**(245)**	34	12,2
(62)	Corporate e società finanziarie	(532)	**(744)**	(212)	(39,8)
(16)	Effetto eliminazione utili interni [a]	76	**(3)**	(79)	..
10.193		**10.795**	**6.157**	**(4.638)**	**(43,0)**
	di cui:				
624	Utile netto *adjusted* di terzi azionisti	631	**950**	319	50,6
9.569	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni**	**10.164**	**5.207**	**(4.957)**	**(48,8)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

La riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dal calo dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:
- **Exploration & Production** (-4.022 milioni di euro; -50,9%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-7.738 milioni di euro, pari al 44,9%) dovuto principalmente alla flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e alla minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%), parzialmente compensato dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-5,3%). In aumento il *tax rate* da 55,9% al 60%;
- **Refining & Marketing** (-718 milioni di euro) che ha conseguito una perdita netta di 197 milioni di euro rispetto ad un utile netto di 521 milioni di euro conseguito nel 2008, per effetto della significativa flessione operativa (perdita operativa *adjusted* di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008) a causa del rilevante calo del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario;
- **Petrolchimica** il settore ha continuato a registrare perdite sia a livello operativo sia di netto (rispettivamente -426 milioni di euro e -340 milioni di euro) per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva. Le perdite sono sostanzialmente in linea con il 2008.

Tali flessioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* dei settori:
- **Gas & Power** (+268 milioni di euro; +10,1%) per effetto della migliore *performance* operativa dell'attività Mercato (+412 milioni di euro). L'incremento operativo ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura (218 milioni di euro) che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (vedi pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato. La *performance* dell'anno è stata sostenuta dall'impatto dello scenario positivo dell'energia, dall'incremento del risultato conseguito da Distrigas e dalle sinergie di acquisizione, nonché dall'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul mercato Italia e l'impatto della pressione competitiva sui margini. I *Business* Regolati Italia confermano una sostanziale tenuta, mentre è in flessione il risultato del Trasporto Internazionale;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+108 milioni di euro; +13,8%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+79 milioni di euro) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero e al miglioramento dell'efficienza.

La **redditività del capitale investito** (*ROACE*) calcolata su base *adjusted* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stata del 9,2% (17,6% al 31 dicembre 2008).

Nel 2009, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal calo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media -31,2%), con una diminuzione del prezzo di riferimento del Brent del 36,6% rispetto al 2008. I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione in linea con il *marker* di mercato (-3,4 dollari/barile il margine sul Brent, pari al -51,8%) dovuta alla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione, la ripresa delle quotazioni del petrolio, in assenza di un apprezzabile recupero dei prezzi dei prodotti finali a causa della debolezza dei fondamentali dell'industria (eccesso di capacità, domanda stagnante, livello delle scorte elevato), nonché la flessione particolarmente accentuata delle quotazioni del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è ai minimi storici. I risultati di Eni sono stati sostenuti dal deprezzamento del 5,3% dell'euro rispetto al dollaro.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
26.920	Exploration & Production	33.042	**23.801**	(9.241)	(28,0)
27.793	Gas & Power	37.062	**30.447**	(6.615)	(17,8)
36.349	Refining & Marketing	45.017	**31.769**	(13.248)	(29,4)
6.934	Petrolchimica	6.303	**4.203**	(2.100)	(33,3)
8.678	Ingegneria & Costruzioni	9.176	**9.664**	488	5,3
205	Altre attività	185	**88**	(97)	(52,4)
1.313	Corporate e società finanziarie	1.331	**1.280**	(51)	(3,8)
	Effetto eliminazione utili interni	75	**(66)**	(141)	
(20.988)	Elisioni di consolidamento	(24.109)	**(17.959)**	6.150	
87.204		**108.082**	**83.227**	**(24.855)**	**(23,0)**

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2009 (83.227 milioni di euro) sono diminuiti di 24.855 milioni di euro rispetto al 2008 (-23%) per effetto essenzialmente della diminuzione dei prezzi in dollari delle *commodity* petrolifere, nonché dei minori volumi venduti. Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (23.801 milioni di euro) sono diminuiti di 9.241 milioni di euro (-28%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi *equity* (-32,2% per il petrolio; -29,8% per il gas) in relazione all'andamento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi e, per il gas, dei parametri energetici contenuti nelle formule *oil-linked* e dei prezzi *spot*. Inoltre la riduzione dei ricavi sconta la minore produzione venduta di idrocarburi (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (30.447 milioni di euro) sono diminuiti di 6.615 milioni di euro (-17,8%) per effetto della riduzione del prezzo di vendita del gas in relazione all'andamento dello scenario energia e del calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi, pari al 24,2%) dovuto agli effetti della recessione economica. Tali effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dall'effetto positivo sui volumi connesso all'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi).

I ricavi del settore Refining & Marketing (31.769 milioni di euro) sono diminuiti di 13.248 milioni di euro (-29,4%) per effetto essenzialmente dei minori prezzi di vendita dei prodotti, nonché per la flessione dei volumi venduti (-10%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (4.203 milioni di euro) sono diminuiti di 2.100 milioni di euro (-33,3%) rispetto al 2008 per effetto della flessione dei prezzi di vendita (in media del 26%) e dei minori volumi venduti in relazione alla debolezza della domanda sui mercati di sbocco.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (9.664 milioni di euro) sono aumentati di 488 milioni di euro (+5,3%) rispetto al 2008 per effetto dell'elevato numero di progetti *oil&gas* avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero.

Costi operativi

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
58.133	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	**58.351**	(17.999)	(23,6)
91	*di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti*	*(21)*	***250***	*271*	
470	*- altri special item*	*761*	**537**	*(224)*	
3.800	Costo lavoro	4.004	**4.181**	177	4,4
(83)	*di cui: - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)*				
198	*- incentivi per esodi agevolati e altro*	*91*	**134**	*43*	
61.933		**80.354**	**62.532**	**(17.822)**	**(22,2)**

I **costi operativi** sostenuti nel 2009 (62.532 milioni di euro) sono diminuiti di 17.822 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 22,2%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (58.351 milioni di euro) sono diminuiti di 17.999 milioni di euro (-23,6%) per effetto dei minori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro sul dollaro. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono ***special item*** di 537 milioni di euro relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli **oneri non ricorrenti** di 250 milioni di euro riguardano l'accantonamento dell'onere relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Nel 2008 gli ***special item*** di 761 milioni di euro furono relativi ad accantonamenti a fronte di rischi ambientali e di altra natura, nonché a svalutazioni di attività correnti.

Il **costo lavoro** (4.181 milioni di euro) è aumentato di 177 milioni di euro (+4,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (in parte dovuto all'effetto cambio), dell'aumento dell'occupazione media all'estero (per l'acquisizione di Distrigas nel settore Gas & Power e per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni ed Exploration & Production) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
5.431	Exploration & Production	6.678	**6.789**	111	1,7
739	Gas & Power	797	**981**	184	23,1
433	Refining & Marketing	430	**408**	(22)	(5,1)
116	Petrolchimica	117	**83**	(34)	(29,1)
248	Ingegneria & Costruzioni	335	**433**	98	29,3
4	Altre attività	3	**2**	(1)	(33,3)
68	Corporate e società finanziarie	76	**83**	7	9,2
(10)	Effetto eliminazione utili interni	(14)	**(17)**	(3)	
7.029	**Totale ammortamenti**	**8.422**	**8.762**	**340**	**4,0**
207	Svalutazioni	1.393	**1.051**	(342)	(24,6)
7.236		**9.815**	**9.813**	**(2)**	..

Gli **ammortamenti** (8.762 milioni di euro) sono aumentati di 340 milioni di euro rispetto al 2008 (+4%) essenzialmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production (+184 milioni di euro e +111 milioni di euro rispettivamente) in relazione ai maggiori ammortamenti dovuti al consolidamento degli *asset* acquisiti, nonché ai maggiori costi degli investimenti riferiti a progetti di sviluppo a elevata complessità. Tali effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** del 2009 (1.051 milioni di euro) si riferiscono agli esiti dei *test* di valutazione di: (i) proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi nel settore Exploration & Production, in particolare nel Golfo del Messico, Australia, Congo ed Egitto; (ii) impianti di raffinazione a bassa complessità, il *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale e altri *asset* commerciali nel settore Refining & Marketing dovuti alle prospettive negative dello scenario di raffinazione per il quale non si prevede un rapido rientro dei fattori di debolezza riscontrati nel 2009 e del ridimensionamento delle previsioni di crescita in alcuni mercati; (iii) impianti petrolchimici per il deterioramento dello scenario prezzi/margini dovuto al calo della domanda e all'incremento della pressione competitiva.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
143	Exploration & Production	810	**576**	(234)	(28,9)
	Gas & Power	1		(1)	..
58	Refining & Marketing	299	**346**	47	15,7
	Petrolchimica	279	**121**	(158)	(56,6)
	Ingegneria & Costruzioni		**2**	2	..
6	Altre attività	4	**6**	2	50,0
207		**1.393**	**1.051**	**(342)**	**(24,6)**

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
13.433	Exploration & Production	16.239	**9.120**	(7.119)	(43,8)
4.465	Gas & Power	4.030	**3.687**	(343)	(8,5)
686	Refining & Marketing	(988)	**(102)**	886	89,7
100	Petrolchimica	(845)	**(675)**	170	20,1
837	Ingegneria & Costruzioni	1.045	**881**	(164)	(15,7)
(444)	Altre attività	(346)	**(382)**	(36)	(10,4)
(312)	Corporate e società finanziarie	(743)	**(474)**	269	36,2
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
18.739	**Utile operativo**	**18.517**	**12.055**	**(6.462)**	**(34,9)**

Utile operativo *adjusted*

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo *adjusted* per settore di attività.

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
18.739	**Utile operativo**	**18.517**	**12.055**	**(6.462)**	**(34,9)**
(620)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	936	**(345)**	(1.281)	
885	Esclusione *special item*	2.155	**1.412**	(743)	
	di cui:				
8	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*(21)*	***250***	*271*	
877	*- altri special item*	*2.176*	***1.162***	*(1.014)*	
19.004	**Utile operativo *adjusted***	**21.608**	**13.122**	**(8.486)**	**(39,3)**
	Dettaglio per settore di attività:				
13.770	Exploration & Production	17.222	**9.484**	(7.738)	(44,9)
4.414	Gas & Power	3.564	**3.901**	337	9,5
292	Refining & Marketing	580	**(357)**	(937)	..
116	Petrolchimica	(398)	**(426)**	(28)	(7,0)
840	Ingegneria & Costruzioni	1.041	**1.120**	79	7,6
(207)	Altre attività	(244)	**(258)**	(14)	(5,7)
(195)	Corporate e società finanziarie	(282)	**(342)**	(60)	(21,3)
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
19.004		**21.608**	**13.122**	**(8.486)**	**(39,3)**

L'**utile operativo *adjusted*** che esclude l'utile di magazzino di 345 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti per un totale di 1.412 milioni di euro, ammonta a 13.122 milioni di euro con una diminuzione di 8.486 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 39,3%, per effetto del peggioramento della *performance* operativa registrato nei settori:

– **Exploration & Production** (-7.738 milioni di euro, pari al -44,9%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e della minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro);
– **Refining & Marketing** (-937 milioni di euro) che chiude il 2009 con una perdita operativa *adjusted* di 357 milioni di euro a causa della rilevante flessione del margine di raffinazione in un contesto di deboli fondamentali del settore e della riduzione del contributo delle attività commerciali;
– **Petrolchimica** (-28 milioni di euro, pari al -7%) a causa del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva.
Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dal maggior utile operativo registrato dai settori:
– **Gas & Power** (+337 milioni di euro, pari al 9,5%) per effetto essenzialmente della positiva *performance* dell'attività Mercato che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per 218 milioni di euro che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (v. pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato per effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini. In flessione il risultato dell'attività Trasporto Internazionale;
– **Ingegneria & Costruzioni** (+79 milioni di euro; +7,6%) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

Proventi (oneri) finanziari netti

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
(412)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	**(824)**	**(673)**	**151**
(703)	Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(993)	**(753)**	240
236	Interessi attivi su depositi e c/c	87	**33**	(54)
55	Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	82	**47**	(35)
155	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	**(427)**	**(4)**	**423**
(51)	**Differenze di cambio**	**206**	**(106)**	**(312)**
174	**Altri proventi (oneri) finanziari**	**169**	**9**	**(160)**
188	Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	241	**163**	(78)
127	Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e proventi su crediti d'imposta	99	**43**	(56)
(186)	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (*accretion discount*)	(249)	**(218)**	31
45	Altri	78	**21**	(57)
(134)		**(876)**	**(774)**	**102**
180	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	236	**223**	(13)
46		**(640)**	**(551)**	**89**

Gli **oneri finanziari netti** del 2009 sono stati di 551 milioni di euro con una riduzione di 89 milioni di euro rispetto al 2008. Il miglioramento è dovuto essenzialmente ai minori oneri finanziari sul debito dovuti alla riduzione dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari (Euribor -3,4 punti percentuali; Libor -2,2 punti percentuali). Gli effetti della variazione negativa delle differenze cambio per -312 milioni di euro si compensano con la rilevazione di proventi su strumenti derivati su cambi con una variazione di +423 milioni di euro. Gli altri proventi di 163 milioni di euro hanno riguardato la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in Gazprom Neft maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24 aprile 2009, comprensivi del recupero dei costi accessori e altri oneri per l'ammontare di 172 milioni di euro (229 milioni di dollari al cambio della data di pagamento).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2009 è illustrata nella tabella seguente:

2009 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)	50	(39)	**393**
Dividendi	110	13	39	2		**164**
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3	2	1	10		**16**
Altri proventi (oneri) netti	1	(3)		(3)	1	**(4)**
	256	**322**	**(30)**	**59**	**(38)**	**569**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 569 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (393 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production. Le plusvalenze da rivalutazione includono il provento di 100 milioni di euro rilevato sulla Artic Russia (di cui Eni è azionista al 60%) per effetto della cessione del 51% della società OOO SeverEnergia in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (164 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
773	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	640	**393**	(247)
170	Dividendi	510	**164**	(346)
300	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	217	**16**	(201)
	Altri proventi (oneri) netti	6	**(4)**	(10)
1.243		**1.373**	**569**	**(804)**

La riduzione di 804 milioni di euro rispetto al 2008 è dovuta ai minori risultati e ai minori dividendi attribuiti delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production per effetto dell'andamento dello scenario energetico, nonché per la circostanza che nel 2008 era stata rilevata la plusvalenza di 190 milioni di euro sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Imposte sul reddito

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
	Utile ante imposte			
5.849	Italia	1.894	**2.403**	509
14.179	Estero	17.356	**9.670**	(7.686)
20.028		**19.250**	**12.073**	**(7.177)**
	Imposte sul reddito			
1.798	Italia	313	**1.190**	877
7.421	Estero	9.379	**5.566**	(3.813)
9.219		**9.692**	**6.756**	**(2.936)**
	***Tax rate* (%)**			
30,7	Italia	16,5	**49,5**	33,0
52,3	Estero	54,0	**57,6**	3,6
46,0		**50,3**	**56,0**	**5,7**

Le **imposte sul reddito** (6.756 milioni di euro) sono diminuite di 2.936 milioni di euro, pari al 30,3%, per effetto della riduzione dell'utile ante imposte, in particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production. Il *tax rate reported* è aumentato di 5,7 punti percentuali per effetto delle seguenti causali:

(i) l'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia e l'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per 239 milioni di euro nell'esercizio;

(ii) la rilevazione dell'onere non ricorrente fiscalmente non riconosciuto rappresentato dall'accantonamento di un onere di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato;

(iii) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 310 milioni di dollari (pari a 230 milioni di euro) determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi;

(iv) la svalutazione di imposte anticipate relative ad alcuni *asset upstream* all'estero in funzione delle minori prospettive di redditività (-72 milioni di euro);

(v) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (-64 milioni di euro);

(vi) la circostanza che nel 2008 vennero rilevati proventi d'imposta per 733 milioni di euro di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita delle imprese italiane ed estere per effetto di una serie di modifiche del quadro normativo.

Questi maggiori oneri tributari sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (complessivamente +222 milioni di euro).

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli *special item*, è del 53,6% (51,4% nel 2008).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (950 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (369 milioni di euro) e Saipem SpA (567 milioni di euro).

Risultati per settore di attività[1]

Exploration & Production[(a)]

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
13.433	**Utile operativo**	**16.239**	**9.120**	**(7.119)**	**(43,8)**
337	Esclusione *special item*	983	**364**		
	di cui:				
(11)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
348	Altri *special item*	983	**364**		
226	*- svalutazioni di asset e altre attività*	*989*	***618***		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	*4*	***(270)***		
6	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*8*	***31***		
74	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(18)*	***(15)***		
42	*- altro*				
13.770	**Utile operativo *adjusted***	**17.222**	**9.484**	**(7.738)**	**(44,9)**
60	Proventi (oneri) finanziari netti [(b)]	70	**(23)**	(93)	
176	Proventi (oneri) su partecipazioni [(b)]	609	**243**	(366)	
(7.678)	Imposte sul reddito [(b)]	(10.001)	**(5.826)**	4.175	
54,8	*Tax rate (%)*	*55,9*	***60,0***	*4,1*	
6.328	**Utile netto *adjusted***	**7.900**	**3.878**	**(4.022)**	**(50,9)**
	I risultati includono:				
5.574	ammortamenti e svalutazioni di *asset*	7.488	**7.365**	(123)	(1,6)
	di cui:				
1.777	ammortamenti di ricerca eplorativa	2.057	**1.551**	(506)	(24,6)
1.370	*- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro*	*1.577*	***1.264***	*(313)*	*(19,8)*
407	*- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici*	*480*	***287***	*(193)*	*(40,2)*

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "*Business* regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.
(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 9.484 milioni di euro con una diminuzione di 7.738 milioni di euro rispetto al 2008 (-44,9%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio -32,2%; gas naturale -29,8%) e del calo della produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro).

Gli ***special item*** dell'utile operativo *adjusted* di 364 milioni di euro riguardano svalutazioni di proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi, in particolare nel Golfo del Messico, le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez, la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*, nonché gli oneri per incentivazione all'esodo.

Nel **2009 i prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi** sono diminuiti in media del 31,2% per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (-36,6% la flessione del *marker* di mercato Brent). Il petrolio *equity* è diminuito in media del 32,2% grazie alla migliore tenuta del paniere Eni.
Il regolamento di strumenti derivati relativi a 42,2 milioni di barili venduti nell'anno ha influenzato in maniera marginale il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni.
L'effetto positivo registrato nei primi nove mesi (+0,45 dollari/barile sulla vendita di 31,6 milioni di barili) è stato assorbito nel quarto trimestre (-1,46 dollari/barile sulla vendita di 10,6 milioni di barili) in funzione dell'inversione di tendenza dei prezzi del petrolio.
Tali strumenti derivati sono stati posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (37,5 milioni di boe residui a fine 2009) e furono attivati in considerazione delle acquisizioni di *asset* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico.

(1) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

Il **prezzo medio di realizzo in dollari del gas** è diminuito del 29,8% evidenziando una flessione meno accentuata del petrolio per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing*. Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di *cash flow hedge* descritte in precedenza.

Petrolio		2008	**2009**
Volumi venduti	(milioni di barili)	364,3	**373,5**
Produzione coperta da strumenti derivati *"cash flow hedge"*		46,0	**42,2**
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	($/barile)	**88,17**	**56,98**
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(4,13)	**(0,03)**
Prezzo medio di realizzo	($/barile)	**84,05**	**56,95**

Gas & Power [a]

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
4.465	**Utile operativo**	**4.030**	**3.687**	**(343)**	**(8,5)**
44	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(429)	**326**		
(95)	Esclusione *special item*	(37)	**(112)**		
	di cui:				
(61)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
(34)	Altri *special item*	(37)	**(112)**		
15	*- oneri ambientali*	*12*	***19***		
	- svalutazioni	*1*	***27***		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	*7*	***(6)***		
	- accantonamento a fondo rischi		***115***		
38	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*20*	***25***		
(16)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(74)*	***(292)***		
(71)	*- altro*	*(3)*			
4.414	**Utile operativo *adjusted***	**3.564**	**3.901**	**337**	**9,5**
2.284	*Mercato*	*1.309*	***1.721***	*412*	*31,5*
1.685	*Business regolati Italia*	*1.732*	***1.796***	*64*	*3,7*
445	*Trasporto internazionale*	*523*	***384***	*(139)*	*(26,6)*
(5)	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	(13)	**(15)**	(2)	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]	420	**332**	(88)	
(1.702)	Imposte sul reddito [b]	(1.323)	**(1.302)**	21	
35,2	*Tax rate (%)*	*33,3*	**30,9**	*(2,4)*	
3.127	**Utile netto *adjusted***	**2.648**	**2.916**	**268**	**10,1**

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "*Business* regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.
(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 3.901 milioni di euro con un aumento di 337 milioni di euro rispetto al 2008 (+9,5%) per effetto essenzialmente del miglioramento dell'attività Mercato (+412 milioni di euro, pari al 31,5%) che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (vedi pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato dovuto all'effetto scenario positivo dell'energia, all'incremento dei risultati di Distrigas e alle sinergie dell'acquisizione, nonché all'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul Mercato Italia. In flessione i risultati del Trasporto internazionale.

Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (proventi netti di 112 milioni di euro) si riferiscono principalmente ad un accantonamento relativo al *business* GNL, alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (292 milioni di euro) nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

L'**utile netto *adjusted*** del 2009 di 2.916 milioni di euro è aumentato di 268 milioni di euro rispetto al 2008 (+10,1%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa in parte assorbito dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Mercato

L'**utile operativo *adjusted*** del 2009 di 1.721 milioni di euro è aumentato di 412 milioni di euro rispetto al 2008, +31,5%). Il risultato ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura di 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Al netto di tale effetto, il Mercato conferma comunque una *performance* positiva grazie all'effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini.

Business regolati

L'**utile operativo *adjusted*** del 2009 di 1.796 milioni di euro è aumentato di 64 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 3,7%, per effetto del contributo positivo dell'attività Distribuzione (+72 milioni di euro) dovuto prevalentemente all'incremento dei ricavi che possono essere recuperati in tariffa in base al nuovo impianto tariffario riconosciuto dall'AEEG. In contrazione il risultato dell'attività Trasporto, che pur beneficiando del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati, risulta penalizzato dai minori volumi a seguito della flessione della domanda gas in Italia (-52 milioni di euro). In aumento i risultati dell'attività di Stoccaggio rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (227 milioni di euro e 183 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e 2008).

Trasporto internazionale

L'**utile operativo *adjusted*** del 2009 di 384 milioni di euro è diminuito di 139 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti connessi al potenziamento del gasdotto TTPC, nonché della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività del gasdotto TMPC danneggiato a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2008.

Altre misure di *performance*

Di seguito si riporta l'EBITDA proforma *adjusted* del settore Gas & Power e il dettaglio per area di *business*:

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
5.029	***EBITDA* proforma *adjusted***	**4.310**	**4.403**	**93**	**2,2**
3.061	Mercato	2.271	**2.392**	121	5,3
(64)	*di cui: +/(-) rettifica derivati commodity*	*119*	***(133)***		
1.248	*Business* regolati Italia	1.284	**1.345**	61	4,8
720	Trasporto internazionale	755	**666**	(89)	(11,8)

L'EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,57% al 31 dicembre 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,57%). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel *reporting period* di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato

dai precedenti *reporting period* confluisce nell'EBITDA proforma *adjusted*. Il *management* ritiene che l'EBITDA *adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In tale ambito, l'EBITDA *adjusted* consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'EBITDA *adjusted* non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
686	**Utile operativo**	**(988)**	**(102)**	**886**	**(89,7)**
(658)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.199	**(792)**		
264	Esclusione *special item*	369	**537**		
	di cui:				
35	Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)			
229	Altri *special item*	390	**537**		
128	*- oneri ambientali*	*76*	***72***		
58	*- svalutazioni*	*299*	***389***		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	*13*	***(2)***		
9	*- accantonamenti a fondo rischi*		***17***		
31	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*23*	***22***		
6	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(21)*	***39***		
(3)	*- altro*				
292	**Utile operativo *adjusted***	**580**	**(357)**	**(937)**	..
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	1		(1)	
126	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	174	**75**	(99)	
(124)	Imposte sul reddito [a]	(234)	**85**	319	
29,7	*Tax rate (%)*	*31,0*	..	..	
294	**Utile netto *adjusted***	**521**	**(197)**	**(718)**	..

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore ha conseguito una **perdita operativa *adjusted*** di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione a causa della riduzione del premio di conversione per il restringimento dei differenziali di prezzo tra greggi leggeri e pesanti e l'eccesso di prodotto finito, in particolare di gasolio, il cui *spread* sulla materia prima è sceso nel quarto trimestre dell'anno ai minimi storici. Sui risultati ha pesato anche la riduzione del contributo ai risultati delle attività commerciali in Italia. In particolare, il miglioramento della *performance* operativa registrato nei primi nove mesi per effetto della crescita della quota di mercato rete Italia che riflette le azioni di *marketing* e le politiche di *pricing* adottate, è stato più che compensato dal calo della domanda di prodotti che ha penalizzato i volumi venduti sugli altri mercati (extrarete Italia e rete del resto d'Europa).

Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (537 milioni di euro) riguardano principalmente le svalutazioni operate in funzione delle previsioni di deboli fondamentali per l'industria di raffinazione e ridimensionamento delle aspettative di crescita in alcuni mercati *retail* e altri canali. Queste hanno riguardato in particolare impianti di raffinazione a bassa complessità, comprese raffinerie partecipate, il *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale, *asset* commerciali in Europa, nonché gli investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi. Gli altri *special item* hanno riguardato oneri ambientali e per rischi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

La **perdita netta *adjusted*** del 2009 pari a 197 milioni di euro, con un peggioramento pari a 718 milioni di euro, risente del peggioramento della *performance* operativa (-937 milioni di euro) nonché dalla riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Petrolchimica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
100	**Utile operativo**	**(845)**	**(675)**	**170**	**20,1**
(6)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	166	121		
22	Esclusione *special item*	281	128		
	di cui:				
(2)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
24	Altri *special item*	281	128		
	- svalutazioni	278	121		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)			
24	*- oneri per incentivazione all'esodo*	8	10		
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(3)		
116	**Utile operativo *adjusted***	**(398)**	**(426)**	**(28)**	**(7,0)**
1	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	1		(1)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	(9)		9	
(44)	Imposte sul reddito [a]	83	86	3	
74	**Utile netto *adjusted***	**(323)**	**(340)**	**(17)**	**(5,3)**

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore ha registrato la **perdita operativa *adjusted*** di 426 milioni di euro con un peggioramento di 28 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

Gli ***special item*** esclusi dalla perdita operativa di 128 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a svalutazioni relative agli impianti del ciclo olefine-aromatici-polietilene di Porto Marghera e del Polo Siciliano per effetto del peggioramento dello scenario margini/volumi dovuto alla contrazione della domanda e delle previsioni di ulteriore inasprimento della pressione competitiva legato all'avvio di nuova capacità in Medio Oriente.

Ingegneria & Costruzioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
837	**Utile operativo**	**1.045**	**881**	**(164)**	**(15,7)**
3	Esclusione *special item*	(4)	239		
	di cui:				
(4)	Oneri (proventi) non ricorrenti		250		
7	Altri *special item*	(4)	(11)		
	- svalutazioni		2		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	3		
7	*- oneri per incentivazione all'esodo*				
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(16)		
840	**Utile operativo *adjusted***	**1.041**	**1.120**	**79**	**7,6**
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	1		(1)	
80	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	49	49		
(262)	Imposte sul reddito [a]	(307)	(277)	30	
28,5	*Tax rate (%)*	*28,1*	*23,7*	*(4,4)*	
658	**Utile netto *adjusted***	**784**	**892**	**108**	**13,8**

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo *adjusted*** di 1.120 milioni di euro con un aumento di 79 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 7,6%, per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.
Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano essenzialmente l'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato.
L'**utile netto *adjusted*** di 892 milioni di euro aumenta di 108 milioni di euro rispetto al 2008.

Altre attività

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(444)	**Utile operativo**	(346)	(382)	(36)	(10,4)
237	Esclusione *special item*	102	124		
	di cui:				
61	Oneri (proventi) non ricorrenti				
176	Altri *special item*	102	124		
210	*- oneri ambientali*	*101*	*153*		
6	*- svalutazioni*	*5*	*5*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	*(14)*	*(2)*		
13	*- accantonamenti a fondo rischi*	*4*	*(4)*		
18	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*4*	*8*		
(71)	*- altro*	*2*	*(36)*		
(207)	**Utile operativo *adjusted***	(244)	(258)	(14)	(5,7)
(8)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(39)	12	51	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	4	1	(3)	
(210)	**Utile netto *adjusted***	(279)	(245)	34	12,2

(a) Escludono gli *special item*.

Corporate e società finanziarie

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(312)	**Utile operativo**	(743)	(474)	269	36,2
117	Esclusione *special item*	461	132		
	di cui:				
(10)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
127	Altri *special item*	461	132		
12	*- oneri ambientali*	*120*	*54*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	*(9)*			
32	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*28*	*38*		
83	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*52*			
	- altro	*270*	*40*		
(195)	**Utile operativo *adjusted***	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(25)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(661)	(525)	136	
4	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	5		(5)	
154	Imposte sul reddito [a]	406	123	(283)	
(62)	**Utile netto *adjusted***	(532)	(744)	(212)	(39,8)

(a) Escludono gli *special item*.

NON-GAAP *measure*

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS. Le componenti reddituali sono classificate tra gli ***special item***, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli *special item* la componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).
Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

2009

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**9.120**	**3.687**	**(102)**	**(675)**	**881**	**(382)**	**(474)**		**12.055**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					**250**				**250**
Altri *special item*	**364**	**(112)**	**537**	**128**	**(11)**	**124**	**132**		**1.162**
- oneri ambientali		19	72			153	54		298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di *asset*	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
- componente valutativa dei derivati su *commodity*	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
***Special item* dell'utile operativo**	**364**	**(112)**	**537**	**128**	**239**	**124**	**132**		**1.412**
Utile operativo *adjusted*	**9.484**	**3.901**	**(357)**	**(426)**	**1.120**	**(258)**	**(342)**		**13.122**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito [a]	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	*60,0*	*30,9*			*23,7*				*53,6*
Utile netto *adjusted*	**3.878**	**2.916**	**(197)**	**(340)**	**892**	**(245)**	**(744)**	**(3)**	**6.157**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									950
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**5.207**
Utile netto di competenza Eni									**4.367**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione *special item*									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									*250*
- altri special item									*781*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**5.207**

(a) Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2008

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**16.239**	**4.030**	**(988)**	**(845)**	**1.045**	**(346)**	**(743)**	**125**	**18.517**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			**(21)**						**(21)**
Altri *special item*	**983**	**(37)**	**390**	**281**	**(4)**	**102**	**461**		**2.176**
- oneri ambientali		12	76			101	120		309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di *asset*	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
- componente valutativa dei derivati su *commodity*	(18)	(74)	(21)				52		(61)
- altro		(3)				2	270		269
***Special item* dell'utile operativo**	**983**	**(37)**	**369**	**281**	**(4)**	**102**	**461**		**2.155**
Utile operativo *adjusted*	**17.222**	**3.564**	**580**	**(398)**	**1.041**	**(244)**	**(282)**	**125**	**21.608**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito [a]	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.425)
Tax rate (%)	55,9	33,3	31,0		28,1				51,4
Utile netto *adjusted*	**7.900**	**2.648**	**521**	**(323)**	**784**	**(279)**	**(532)**	**76**	**10.795**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									631
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.164**
Utile netto di competenza Eni									**8.825**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									723
Esclusione *special item*									616
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(21)*
- altri special item									*637*
Utile netto adjusted di competenza Eni									**10.164**

(a) Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2007

	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**13.433**	**4.465**	**686**	**100**	**837**	**(444)**	**(312)**	**(26)**	**18.739**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	**(11)**	**(61)**	**35**	**(2)**	**(4)**	**61**	**(10)**		**8**
Altri *special item*	**348**	**(34)**	**229**	**24**	**7**	**176**	**127**		**877**
- oneri ambientali		15	128			210	12		365
- svalutazioni	226		58			6			290
- accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
- oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
- componente valutativa dei derivati su *commodity*	74	(16)	6				83		147
- altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
***Special item* dell'utile operativo**	**337**	**(95)**	**264**	**22**	**3**	**237**	**117**		**885**
Utile operativo *adjusted*	**13.770**	**4.414**	**292**	**116**	**840**	**(207)**	**(195)**	**(26)**	**19.004**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	60	(5)		1		(8)	(25)		23
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito [a]	(7.678)	(1.702)	(124)	(44)	(262)		154	10	(9.646)
Tax rate (%)	54,8	35,2	29,7		28,5				48,6
Utile netto *adjusted*	**6.328**	**3.127**	**294**	**74**	**658**	**(210)**	**(62)**	**(16)**	**10.193**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									624
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.569**
Utile netto di competenza Eni									**10.011**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(499)
Esclusione *special item*									57
- oneri (proventi) non ricorrenti									*35*
- altri special item									*22*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.569**

(a) Escludono gli *special item*.

Dettaglio degli *special item*

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**
8	**Oneri (proventi) non ricorrenti**	**(21)**	**250**
	di cui:		
	stima onere della possibile transazione TSKJ		***250***
(83)	*effetto curtailment del TFR*		
91	*accantonamenti (utilizzi) per rischi*	*(21)*	
877	**Altri *special item***	**2.176**	**1.162**
365	- oneri ambientali	309	**298**
290	- svalutazioni	1.572	**1.162**
	- plusvalenze nette su cessione di *asset*	(8)	**(277)**
22	- accantonamenti a fondo rischi	4	**128**
156	- oneri per incentivazione all'esodo	91	**134**
147	- componente valutativa dei derivati su *commodity*	(61)	**(287)**
(103)	- altro	269	**4**
885	***Special item* dell'utile operativo**	**2.155**	**1.412**
(23)	**Oneri (proventi) finanziari**		
(321)	**Oneri (proventi) su partecipazioni**	**(239)**	**179**
	di cui, plusvalenza per cessione della partecipazione in:		
(290)	*Haldor Topsøe AS e Camom SA*		
	GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)	*(185)*	
(658)	**Imposte sul reddito**	**(1.402)**	**(560)**
	di cui:		
	effetti ex D.L. n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(270)	**(27)**
	- di magazzino	*(176)*	
	- di attività per imposte anticipate	*(94)*	**(27)**
	effetti ex legge Finanziaria 2008	(290)	
(394)	adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane		
	adeguamento fiscalità differita Libia	(173)	
	svalutazione imposte anticipate E&P		**72**
(50)	altri *special item*	(46)	**(192)**
(214)	fiscalità su *special item* dell'utile operativo	(623)	**(413)**
(117)	**Totale *special item* dell'utile netto**	**514**	**1.031**
	di cui:		
(174)	quota degli *special item* di competenza di terzi azionisti	(102)	
57	**quota degli *special item* di competenza Eni**	**616**	**1.031**

Dettaglio delle svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
207	Svalutazione *asset* materiali/immateriali	1.349	**993**	(356)
	Svalutazione *goodwill*	44	**58**	14
207	**Sub totale**	**1.393**	**1.051**	**(342)**
83	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	179	**111**	(68)
290	**Totale svalutazioni**	**1.572**	**1.162**	**(410)**

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio annuale e nel bilancio semestrale abbreviato secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (*ROACE*) e di solidità/ equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

Stato patrimoniale riclassificato [a]

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.255	**63.177**	3.922
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	**1.736**	540
Attività immateriali	7.697	**8.057**	360
Partecipazioni	5.881	**6.244**	363
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	**1.261**	42
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(787)	**(749)**	38
	74.461	**79.726**	**5.265**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.082	**5.495**	(587)
Crediti commerciali	16.444	**14.916**	(1.528)
Debiti commerciali	(12.590)	**(10.078)**	2.512
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.323)	**(1.988)**	3.335
Fondi per rischi e oneri	(9.506)	**(10.319)**	(813)
Altre attività (passività) d'esercizio [b]	(4.544)	**(3.968)**	583
	(9.437)	**(5.942)**	**3.495**
Partecipazioni di circolante	**2.741**		**2.741**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(947)**	**(944)**	**3**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**68**	**266**	**198**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**66.886**	**73.106**	**6.220**
Patrimonio netto			
di competenza: - Eni	44.436	**46.073**	1.637
- terzi azionisti	4.074	**3.978**	(96)
	48.510	**50.051**	**1.541**
Indebitamento finanziario netto	**18.376**	**23.055**	**4.679**
COPERTURE	**66.886**	**73.106**	**6.220**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".
(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 339 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 284 milioni di euro (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2008 (cambio EUR/USD 1,441 al 31 dicembre 2009, contro 1,392 al 31 dicembre 2008, +3,5%), ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro, ai cambi del 31 dicembre 2009, una diminuzione del capitale investito netto di 894 milioni di euro, del patrimonio netto di 869 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 25 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 ammonta a 73.106 milioni di euro con un incremento di 6.220 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (79.726 milioni di euro) è aumentato di 5.265 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto degli investimenti tecnici di periodo (13.695 milioni di euro) e del *goodwill* residuale rilevato

in connessione alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze di Distrigas (903 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (9.813 milioni di euro).

La voce **Attività immateriali** del capitale immobilizzato (8.057 milioni di euro) è aumentata di 360 milioni di euro per effetto essenzialmente della finalizzazione dell'acquisizione di Distrigas con la rilevazione del *goodwill* relativo alle minoranze di 903 milioni di euro portando a 2.148 milioni di euro il totale del *goodwill* rilevato in connessione all'acquisizione. Tale *goodwill* ai fini dell'*impairment test* è stato allocato al gruppo di *cash generating unit*, costituito dall'aggregato mercato europeo del gas, che si prevede beneficerà delle sinergie dell'acquisizione.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (-5.942 milioni di euro) è aumentato di 3.495 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto essenzialmente:

- della riduzione dei **Debiti tributari e fondo imposte netto** di 3.335 milioni di euro dovuta principalmente alle minori imposte stanziate in funzione del calo dell'utile imponibile dell'esercizio;
- dell'incremento di 984 milioni di euro del saldo **crediti/debiti commerciali** in funzione dei minori debiti commerciali in parte compensati dai minori crediti in relazione alla contrazione dei prezzi e dei volumi delle *commodity* energetiche.
- della riduzione della voce **Altre attività passività d'esercizio** di 576 milioni di euro in relazione: (i) all'eliminazione del diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas, Publigaz (1.495 milioni di euro), di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% in Distrigas rilevata nel bilancio 2008. Tale *put option*, valorizzata sulla base del prezzo dell'OPA obbligatoria rivolta agli azionisti di minoranza di Distrigas, è stata eliminata a seguito dell'adesione all'OPA; (ii) alla rilevazione tra le componenti non correnti del "*deferred cost*" con contropartita debiti verso fornitori relativo all'importo dei volumi di gas 2009 per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di *take-or-pay* in adempimento ai relativi contratti di acquisto, per i quali si ipotizza il ritiro oltre l'orizzonte dei dodici mesi. L'ammontare determinato sulla base del costo di acquisto alla formula prezzo contrattuale e della relativa percentuale di anticipo prevista contrattualmente, dopo l'allineamento al valore netto di realizzo, è di 255 milioni di euro.

Questi effetti incrementativi sono stati parzialmente compensati:

- dalla riduzione delle rimanenze di idrocarburi per effetto dei prelievi dal magazzino gas nei mesi invernali (-587 milioni di euro);
- dall'incremento dei fondi rischi ed oneri di 813 milioni di euro in relazione agli accantonamenti dell'esercizio di oneri ambientali e per contenziosi legali, di smantellamento e ripristino siti petroliferi, operativi e all'effetto dell'attualizzazione dovuto ai minori tassi di sconto delle obbligazioni future;
- dalla variazione negativa (-502 milioni di euro) del *fair value* degli strumenti di copertura del rischio *commodity* nel settore E&P (*cash flow hedge*) (da -28 milioni di euro a -530 milioni di euro; da -28 milioni di euro a -312 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale) del *fair value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe a fine 2009 per effetto delle operazioni liquidate nel periodo. Tali strumenti derivati vennero attivati in considerazione delle acquisizioni di *proved* e *unproved property* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Le variazioni del *fair value* di tali derivati sono sospese a patrimonio netto a eccezione della porzione inefficace ai fini della copertura (componente "*time value*") che è imputata a conto economico fra gli oneri/proventi finanziari.

La voce **Partecipazioni di circolante** si riduce del valore di carico della partecipazione del 20% nel capitale di OAO Gazprom Neft (2.741 milioni di euro) per effetto dell'esercizio dell'opzione da parte di Gazprom il 7 aprile 2009. Eni aveva acquisito la partecipazione in Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra, con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Il prezzo di esercizio dell'opzione corrisponde a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Il 24 Aprile 2009 Gazprom ha provveduto al pagamento ad Eni di complessivi 3.070 milioni di euro (4,06 miliardi di dollari al cambio del giorno, che diventano 3,16 miliardi di euro o 4,2 miliardi di dollari considerando il dividendo 2008).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (266 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA nonché la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in Brasile, per le quali sono in corso le trattative di vendita.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il *ROACE* è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2009 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**3.878**	**2.916**	**(197)**	**6.157**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**283**
Utile netto *adjusted unlevered*	**3.878**	**2.916**	**(197)**	**6.440**
Capitale investito netto *adjusted*				
- a inizio periodo	30.362	22.547	7.379	**66.886**
- a fine periodo	32.455	25.024	7.560	**72.915**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**31.409**	**23.786**	**7.470**	**69.901**
ROACE adjusted (%)	**12,3**	**12,3**	**(2,6)**	**9,2**

2008 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**7.900**	**2.648**	**521**	**10.795**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**335**
Utile netto *adjusted unlevered*	**7.900**	**2.648**	**521**	**11.130**
Capitale investito netto *adjusted*				
- a inizio periodo	23.826	21.333	7.675	**59.194**
- a fine periodo	30.362	22.273	8.260	**67.609**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**27.094**	**21.803**	**7.968**	**63.402**
ROACE adjusted (%)	**29,2**	**12,2**	**6,5**	**17,6**

2007 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**6.328**	**3.127**	**294**	**10.193**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**174**
Utile netto *adjusted unlevered*	**6.328**	**3.127**	**294**	**10.367**
Capitale investito netto *adjusted*				
- a inizio periodo	17.783	19.713	5.631	**47.966**
- a fine periodo	23.826	21.364	7.149	**58.695**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**20.805**	**20.539**	**6.390**	**53.331**
ROACE adjusted (%)	**30,4**	**15,2**	**4,6**	**19,4**

Indebitamento finanziario netto e *Leverage*

Il *"leverage"* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria.

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	20.837	**24.800**	3.963
Debiti finanziari a breve termine	6.908	**6.736**	(172)
Debiti finanziari a lungo termine	13.929	**18.064**	4.135
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.939)	**(1.608)**	331
Titoli non strumentali all'attività operativa	(185)	**(64)**	121
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(337)	**(73)**	264
Indebitamento finanziario netto	**18.376**	**23.055**	**4.679**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	**48.510**	**50.051**	**1.541**
Leverage	**0,38**	**0,46**	**0,08**

L'**indebitamento finanziario netto** 2009 di 23.055 milioni di euro è aumentato di 4.679 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.
I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 24.800 milioni di euro, di cui 6.736 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.191 milioni di euro) e 18.064 milioni di euro a lungo termine.
Il ***leverage***, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti, è pari a 0,46 in aumento rispetto al livello di 0,38 registrato al 31 dicembre 2008.

Prospetto dell'utile complessivo

2007	(milioni di euro)	2008	2009
10.809	**Utile (perdita dell'esercizio)**	**9.558**	**5.317**
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
(1.980)	*Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro*	*1.077*	***(869)***
(2.237)	*Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge*	*1.969*	***(481)***
(6)	*Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita*	*3*	***1***
	Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		***2***
869	*Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo*	*(767)*	***202***
(3.354)	**Totale altre componenti dell'utile complessivo**	**2.282**	**(1.145)**
7.455	**Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio**	**11.840**	**4.172**
	di competenza:		
6.708	**- Eni**	**11.148**	**3.245**
747	- terzi azionisti	692	**927**

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008		**48.510**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	4.172	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.166)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(350)	
Riacquisto minoranze Distrigas	(1.146)	
Eliminazione *put option* riconosciuta a Publigaz	1.495	
Sottoscrizione aumento capitale Snam Rete Gas da parte di terzi azionisti	1.542	
Diritti decaduti *stock option* - piano 2006	(7)	
Costo di competenza *stock option* assegnate	13	
Versamenti degli azionisti	18	
Altre variazioni	(30)	
Totale variazioni		**1.541**
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2009		**50.051**
di competenza:		
- Eni		**46.073**
- terzi azionisti		3.978

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (50.051 milioni di euro) è aumentato di 1.541 milioni di euro. Tale incremento riflette: (i) l'utile complessivo di periodo (4.172 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 5.317 milioni di euro al netto delle perdite su *cash flow hedge* e delle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo; (ii) l'effetto netto della finalizzazione dell'OPA sugli azionisti di minoranza di Distrigas che ha determinato l'incremento di patrimonio connesso alla cancellazione della *put option* riconosciuta a Publigaz SCRL (+1.495 milioni di euro); (iii) l'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas sottoscritto dagli azionisti di minoranza per l'importo di 1.542 milioni di euro. Tali effetti incrementativi sono stati compensati dal pagamento dei dividendi Eni (4.166 milioni di euro) e dei dividendi agli azionisti di minoranza (350 milioni di euro) e dall'eliminazione del patrimonio netto di competenza delle minoranze Distrigas (1.146 milioni di euro) compreso l'utile maturato fino alla data di adesione all'OPA obbligatoria.

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2008	**2009**	31.12.2008	**31.12.2009**
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.745**	**5.061**	**30.049**	**32.144**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.140	**158**	18.999	**17.464**
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(330)	**(213)**	5.161	**5.068**
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	(1.373)	**(113)**	(2.852)	**(1.062)**
- eliminazione di utili infragruppo	216	**117**	(3.127)	**(4.582)**
- imposte sul reddito differite e anticipate	159	**378**	(15)	**1.175**
- altre rettifiche	1	**(71)**	295	**(156)**
	9.558	**5.317**	**48.510**	**50.051**
Interessi di terzi	(733)	**(950)**	(4.074)	**(3.978)**
Come da bilancio consolidato	**8.825**	**4.367**	**44.436**	**46.073**

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "*free cash flow*" cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow*, che è una misura di risultato *non-GAAP*, chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/crediti finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato [a]

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
10.809	**Utile netto**	**9.558**	**5.317**	**(4.241)**
	a rettifica:			
6.346	- ammortamenti e altri componenti non monetari	11.388	**9.847**	(1.541)
(309)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(219)	**(226)**	(7)
8.850	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	9.080	**6.687**	(2.393)
25.696	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	**29.807**	**21.625**	**(8.182)**
(1.667)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	2.212	**(1.769)**	(3.981)
(8.512)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(10.218)	**(8.720)**	1.498
15.517	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**21.801**	**11.136**	**(10.665)**
(10.593)	Investimenti tecnici	(14.562)	**(13.695)**	867
(9.665)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(4.019)	**(2.323)**	1.696
659	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	979	**3.595**	2.616
(35)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(267)	**(295)**	(28)
(4.117)	***Free cash flow***	**3.932**	**(1.582)**	**(5.514)**
(479)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	911	**396**	(515)
8.761	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	980	**3.841**	2.861
(5.836)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.005)	**(2.956)**	3.049
(200)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	7	**(30)**	(37)
(1.871)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**(175)**	**(331)**	**(156)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
(4.117)	***Free cash flow***	**3.932**	**(1.582)**	**(5.514)**
(244)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(286)		286
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	181		(181)
637	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	129	**(141)**	(270)
(5.836)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.005)	**(2.956)**	3.049
(9.560)	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(2.049)**	**(4.679)**	**(2.630)**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

I principali flussi positivi dell'esercizio 2009 sono stati: (i) il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (11.136 milioni di euro); (ii) il disinvestimento del 20% di OAO Gazprom Neft in forza dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom (3.070 milioni di euro), nonché la prima *tranche* del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergia per 155 milioni di euro (compreso il rimborso dei finanziamenti concessi); (iii) la sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (1.542 milioni di euro) nell'ambito della ristrutturazione delle attività regolate Italia; (iv) altri disinvestimenti minori (370 milioni di euro), in particolare proprietà *oil&gas* non strategiche nel settore Exploration & Production nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez nel 2008. Tali flussi hanno coperto in parte i fabbisogni di cassa dell'esercizio 2009 connessi agli investimenti tecnici (13.695 milioni di euro), alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas compresa la procedura di *squeeze-out* per un importo di 2.045 milioni di euro, nonché al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (4.166 milioni di euro di cui 1.811 milioni di euro per l'acconto dividendo 2009) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di minoranza (350 milioni di euro) in particolare di Snam Rete Gas e Saipem (335 milioni di euro), determinando un aumento di 4.679 milioni di euro dell'indebitamento finanziario netto.

Investimenti tecnici

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
6.480	Exploration & Production	9.281	**9.486**	205	2,2
1.511	Gas & Power	2.058	**1.686**	(372)	(18,1)
979	Refining & Marketing	965	**635**	(330)	(34,2)
145	Petrolchimica	212	**145**	(67)	(31,6)
1.410	Ingegneria & Costruzioni	2.027	**1.630**	(397)	(19,6)
59	Altre attività	52	**44**	(8)	(15,4)
108	Corporate e società finanziarie	95	**57**	(38)	(40,0)
(99)	Effetto eliminazione utili interni	(128)	**12**	140	
10.593	**Investimenti tecnici**	**14.562**	**13.695**	**(867)**	**(6,0)**

Gli **investimenti tecnici** di 13.695 milioni di euro (14.562 milioni di euro nel 2008), relativi per l'86% ai settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (7.478 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola;
- le attività di ricerca esplorativa (1.228 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, in Libia, Egitto, Norvegia e Angola;
- l'acquisto di *proved* e *unproved property* per 697 milioni di euro relativi essenzialmente all'acquisizione del 27,5% degli *asset* con produzione di gas non convenzionale della Quicksilver Resources Inc. e l'estensione della durata dei titoli minerari in Egitto a seguito dell'accordo siglato nel maggio 2009;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (919 milioni di euro) e di distribuzione del gas (278 milioni di euro), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (282 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (436 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (172 milioni di euro);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.630 milioni di euro) per l'*upgrading* della flotta.

Gli **investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda** (2.323 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente al completamento dell'acquisizione di Distrigas NV.

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (3.595 milioni di euro) si riferiscono a:

(i) la cessione del 20% di OAO Gazprom Neft in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom avvenuto il 7 aprile 2009 con un incasso di 3.070 milioni di euro corrispondente al prezzo di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato dalla remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento;

(ii) la cessione perfezionata il 23 settembre 2009 del 51% della società OOO SeverEnergia da parte dell'azionista Artic Russia (Eni ed Enel *partner* al 60%-

40% rispettivamente) a Gazprom in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari in quota Eni è stato incassato relativamente alla prima *tranche* (circa il 25% del prezzo pattuito) pari a 155 milioni di euro (230 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,48) alla data di bilancio. Il 31 marzo 2010 è stata incassata la seconda *tranche* pari a 526 milioni di euro (710 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,35).

Le altre cessioni hanno riguardato principalmente titoli minerari in fase esplorativa e in sviluppo/produzione ceduti nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (2.956 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente: (i) il pagamento dei dividendi 2008 agli azionisti Eni (4.166 milioni di euro, di cui 2.355 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2008 e 1.811 milioni di euro relativi all'acconto dividendo per l'esercizio 2009); (ii) i dividendi 2008 agli azionisti di minoranza (350 milioni di euro), in particolare di Snam Rete Gas e Saipem (335 milioni di euro). Tali flussi sono stati parzialmente compensati dalla sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (1.542 milioni di euro) in relazione alla riorganizzazione delle attività regolate del gas in Italia.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2008 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008 Valori da schema riclassificato	31.12.2009 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2009 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			59.255		63.177
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.196		1.736
Attività immateriali			7.697		8.057
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			5.881		6.244
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 e nota 12)		1.219		1.261
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(787)		(749)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 3)	149		82	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 14)	780		710	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 16)	(1.716)		(1.541)	
Totale Capitale immobilizzato			**74.461**		**79.726**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.082		5.495
Crediti commerciali	(vedi nota 3)		16.444		14.916
Debiti commerciali	(vedi nota 16)		(12.590)		(10.078)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(5.323)		(1.988)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.949)		(1.291)	
- passività per altre imposte correnti		(1.660)		(1.431)	
- passività per imposte differite		(5.784)		(4.907)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 24)	(254)		(52)	
- attività per imposte sul reddito correnti		170		753	
- attività per altre imposte correnti		1.130		1.270	
- attività per imposte anticipate		2.912		3.558	
- altre attività per imposte	(vedi nota 14)	112		112	
Fondi per rischi e oneri			(9.506)		(10.319)
Altre attività (passività) di esercizio:					
Altre attività (passività), composte da:			(4.544)		(3.968)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)	310		284	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)	402		339	
- altri crediti	(vedi nota 3)	4.805		4.825	
- altre attività (correnti)		1.870		1.307	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 14)	989		1.116	
- acconti e anticipi, Altri debiti	(vedi nota 16)	(6.209)		(7.555)	
- altre passività (correnti)		(3.863)		(1.856)	
- altri debiti, Altre passività	(vedi nota 24)	(2.848)		(2.428)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(9.437)**		**(5.942)**
Partecipazioni di circolante	(vedi nota 2)		**2.741**		
Fondi per benefici ai dipendenti			**(947)**		**(944)**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto, composte da:			**68**		**266**
- attività destinate alla vendita		68		542	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita				(276)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**66.886**		**73.106**

segue **Stato patrimoniale riclassificato**

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2008 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008 Valori da schema riclassificato	**31.12.2009** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2009** Valori da schema riclassificato
CAPITALE INVESTITO NETTO			**66.886**		**73.106**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti			**48.510**		**50.051**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			20.837		24.800
- passività finanziarie a lungo termine		13.929		18.064	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		549		3.191	
- passività finanziarie a breve termine		6.359		3.545	
a dedurre:					
Disponibilità liquide e equivalenti			(1.939)		(1.608)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)		(185)		(64)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)		(337)		(73)
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			**18.376**		**23.055**
COPERTURE			**66.886**		**73.106**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2008		2009	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
(milioni di euro)				
Utile netto		**9.558**		**5.317**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		11.388		9.847
- ammortamenti	8.422		8.762	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	2.560		495	
- variazione fondi per rischi e oneri	414		574	
- variazione fondo benefici per i dipendenti	(8)		16	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(219)		(226)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		9.080		6.687
- dividendi	(510)		(164)	
- interessi attivi	(592)		(352)	
- interessi passivi	809		603	
- differenze cambio	(319)		(156)	
- imposte sul reddito	9.692		6.756	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**29.807**		**21.625**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		2.212		(1.769)
- rimanenze	(801)		52	
- crediti commerciali e diversi	(974)		(19)	
- altre attività	162		(472)	
- debiti commerciali e diversi	2.318		(1.201)	
- altre passività	1.507		(129)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(10.218)		(8.720)
- dividendi incassati	1.150		576	
- interessi incassati	266		594	
- interessi pagati	(852)		(583)	
- imposte sul reddito pagate	(10.782)		(9.307)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**21.801**		**11.136**
Investimenti tecnici		(14.562)		(13.695)
- immobilizzazioni materiali	(12.312)		(12.300)	
- immobilizzazioni immateriali	(2.250)		(1.395)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(4.019)		(2.323)
- partecipazioni	(385)		(230)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(3.634)		(25)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(2.068)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		979		3.595
- immobilizzazioni materiali	318		126	
- immobilizzazioni immateriali	2		250	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	149			
- partecipazioni	510		3.219	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(267)		(295)
- investimenti finanziari: titoli	(152)		(2)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(710)		(972)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	367		(97)	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	173		38	
- disinvestimenti finanziari: titoli	145		164	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.293		861	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(299)		147	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(1.084)		(434)	
Free cash flow		**3.932**		**(1.582)**

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2008		**2009**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
(milioni di euro)				
Free cash flow		**3.932**		**(1.582)**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		911		396
***riclassifica:** investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(173)		(38)	
***riclassifica:** disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	1.084		434	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		980		3.841
- assunzione debiti finanziari non correnti	3.774		8.774	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.104)		(2.044)	
- decremento di debiti finanziari correnti	(690)		(2.889)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(6.005)		(2.956)
- apporti netti di capitale proprio da/a terzi	20		1.551	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.910)		(4.166)	
- dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(297)		(350)	
- acquisto netto di azioni proprie	(768)			
- acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	(50)		9	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		7		(30)
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(1)			
- effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti	8		(30)	
Flusso di cassa netto del periodo		**(175)**		**(331)**

FATTORI DI RISCHIO E DI INCERTEZZA

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio paese nell'attività *oil&gas*; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le *policy* Eni in materia di rischi finanziari.

Rischio mercato

Il rischio mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") nonché per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare la Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. Per quanto

riguarda il rischio di prezzo delle *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio di prezzo delle *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di *VaR* per il rischio di prezzi delle *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società Eni. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con meta funzionale diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* Eni è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e opzioni su *commodity*) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi

o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider* o da operatori specifici del settore. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2009 in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008) per quanto attiene i rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* - approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2008				2009			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	12,31	0,73	4,17	6,54	6,85	1,65	3,35	1,98
Tasso di cambio	1,48	0,09	0,48	0,47	1,22	0,07	0,35	0,31

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* - approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2008				2009			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	46,48	3,44	19,88	5,43	37,51	4,74	17,65	6,64
Area Gas & Power (*)	67,04	24,38	43,53	32,07	51,62	28,01	40,97	38,26

(*) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in 4 milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* forniti da *info-provider* esterni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio. Il *rating* esterno è anche raffrontato con *rating* interni elaborati da un sistema proprietario. Per quanto attiene il rischio di controparte in contratti di natura finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massi-

mo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2009 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di *risk management* Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi *bond*, riservati sia agli investitori istituzionali, con due emissioni da 1,5 miliardi di euro ciascuna, sia al mercato *retail*, per 2 miliardi di euro. Le *policy* sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.774 milioni di euro, di cui 2.241 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 2.850 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di *Medium Term Notes* in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui 9.211 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2009.

Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine (*outlook negative*) e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 (*outlook negative*) e P-1.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Anni successivi	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	**21.255**
Passività finanziarie a breve termine	3.545						**3.545**
Passività per strumenti derivati	1.371	517	133	46	14	98	**2.179**
	8.107	**1.859**	**3.793**	**2.013**	**2.501**	**8.706**	**26.979**
Interessi su debiti finanziari	654	570	545	510	426	1.159	**3.864**
Garanzie finanziarie	377						**377**

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Anni successivi	Totale
Debiti commerciali	10.078			10.078
Altri debiti e anticipi	9.096	31	23	9.150
	19.174	**31**	**23**	**19.228**

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti *take-or-pay* del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Anni successivi	Totale
Contratti di *leasing* operativo non annullabili (1)	**886**	**889**	**561**	**470**	**415**	**1.034**	**4.255**
Costi di abbandono e ripristino siti (2)	**79**	**55**	**112**	**161**	**1.640**	**9.280**	**11.327**
Costi relativi a fondi ambientali	**293**	**259**	**257**	**214**	**193**	**687**	**1.903**
Impegni di acquisto (3)	**14.845**	**14.151**	**13.923**	**14.634**	**14.651**	**175.888**	**248.092**
- Gas							
Take-or-pay	13.986	13.365	13.123	13.827	13.838	169.268	237.407
Ship-or-pay	546	538	545	559	567	3.658	6.413
- Altri impegni di acquisto con clausole *take-or-pay* e *ship-or-pay*	162	154	139	133	131	1.068	1.787
- Altri impegni di acquisto (4)	151	94	116	115	115	1.894	2.485
Altri impegni	**21**	**4**	**3**	**3**	**3**	**152**	**186**
di cui:							
- *Memorandum* di intenti Val d'Agri	21	4	3	3	3	152	186
	16.124	**15.358**	**14.856**	**15.482**	**16.902**	**187.041**	**265.763**

(1) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(3) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 52,8 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

Impegni per investimenti

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014 e anni successivi	Totale
Impegni per *major projects*	4.119	3.793	2.829	1.928	11.357	24.026
Impegni per altri investimenti	9.330	5.284	3.467	3.640	7.489	29.210
	13.449	**9.077**	**6.296**	**5.568**	**18.846**	**53.236**

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni è localizzata in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2009 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2009 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi in cui ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio *operation*

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In *habitat* particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione di idrocarburi.

Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettiva dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/01).

Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro (D. Lgs. 81/08)

e i successivi aggiornamenti (D. Lgs. 106/09) hanno introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre, sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida *HSE* finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica, tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione *HSE* in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e proceduralizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone e ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni a Eni, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione *HSE* che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione *HSE* Eni. Basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, esso è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance HSE* secondo un ciclo di miglioramento continuo (*Deming*).

Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. Le realtà industriali e commerciali della divisione R&M sono tutte certificate ISO 14001 e sei siti registrati EMAS, nel settore petrolchimico gli stabilimenti hanno acquisito congiuntamente le certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS. Le centrali di Enipower sono certificate EMAS. Gli altri settori sono prevalentemente certificati ISO14001 e OHSAS 18001.

Il sistema di controllo dei rischi operativi *HSE* è basato sul monitoraggio degli indicatori *HSE* (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e un piano di *audit* secondo un modello su tre livelli (HSOE Corporate, *HSE* di unità di *business* e di sito) così articolato:

- *Audit* interne di sistemi di gestione (condotte da personale interno o terzi);
- *Audit* di certificazione/mantenimento /rinnovo di sistemi di gestione con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore;
- Verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- *Audit* specifiche per tematiche mirate (es. *audit* a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).

Eni si è dotata di un modello di Area Professionale *HSE* per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale *HSE* che ha l'obiettivo di:

- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi *HSE*;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- promuovere il *knowledge sharing*.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Si rinvia alla specifica sezione rischi nell'andamento operativo del settore Gas & Power.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*offshore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Rischi connessi alla ciclicità del settore *oil&gas*

La recessione economica globale e la riduzione dell'attività produttiva che si è verificata a cavallo tra il 2008 e buona parte del 2009 hanno determinato la marcata flessione della domanda di energia con il conseguente impatto negativo sulle quotazioni delle principali *commodity* energetiche. Pur in presenza di deboli fondamentali (domanda reale, livello scorte), i prezzi del petrolio hanno registrato a partire dalla metà del 2009 un'inversione di tendenza sostenuta dalle aspettative di ripresa del ciclo economico e dai tagli OPEC, attestandosi a fine anno in una fascia di prezzo compresa tra i 70-80 dollari/barile. La volatilità dei prezzi del petrolio rappresenta una criticità per la sostenibilità dei programmi di investimento delle *oil&gas company*, tenuto conto dei lunghi tempi di realizzazione e del processo di valutazione e realizzazione. La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima dei fondamentali di domanda e offerta. Questo supporta il conseguimento dei *target* attesi di redditività dei progetti anche in fasi di contrazione del ciclo petrolifero. Per il quadriennio 2010-2013 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 65 dollari/barile (termini reali 2013), Eni prevede un programma di investimenti di 52,8 miliardi di euro, di cui 37,7 miliardi (71%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas che evidenzia un incremento non sostanziale (+8%) rispetto alla precedente manovra quadriennale varata nella fase di minimo del ciclo. I principali motivi di incremento dei costi sono: (i) lo sviluppo di nuovi progetti (in particolare in Iraq, Venezuela e progetti *offshore* angolano) che assicureranno il contributo alla crescita produttiva oltre l'orizzonte di piano; (ii) la sostanziale tenuta dei costi di approvvigionamento di materiali e servizi specialistici per l'industria petrolifera rispetto alle previsioni del piano precedente di un sensibile ridimensionamento, tenuto conto che lo scenario petrolifero ha dimostrato una certa resistenza nel contesto recessivo globale e che le compagnie petrolifere non hanno ridotto gli investimenti in misura apprezzabile. Questi effetti sono parzialmente assorbiti dall'effetto della svalutazione del dollaro.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza anche per il rimpiazzo delle riserve. Infatti, la variazione del prezzo innesca due fattori contrapposti di revisione delle riserve certe di idrocarburi. Il primo è dato dalle minori o maggiori riserve iscritte a fronte dei contratti di *production sharing* (*PSA*) dove a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuisce all'aumentare del prezzo del barile e viceversa. L'altro fattore è rappresentato dalle maggiori o minori riserve iscritte sulle code di produzione che normalmente sono commerciabili a certi livelli di prezzo e non lo sono a livelli di prezzo significativamente più bassi rispetto a quelli utilizzati per la loro valutazione originale.

Per quanto riguarda gli altri settori di *business* Eni, nel settore Gas&Power è prevista per il 2010 una modesta ripresa della domanda europea e nazionale di gas dopo la rilevante flessione del 2009. Il permanere di questa situazione di scarsa dinamicità della domanda unitamente ai progetti di espansione della capacità di importazione realizzati da Eni e da operatori terzi e ai provvedimenti normativi di *gas release* recentemente adottati rappresentano fattori di rischio per i margini commerciali del settore Gas&Power e potranno eventualmente comportare il ritiro di quantità di gas inferiori ai volumi minimi contrattualmente previsti, con la conseguente necessità di corrispondere anticipi ai fornitori da recuperare negli esercizi futuri con l'aumento dei consumi al verificarsi di una ripresa più solida della domanda di gas. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi nell'Andamento Operativo del settore Gas&Power.

I settori Refining & Marketing e Petrolchimica sono particolarmente esposti alla volatilità del ciclo economico considerati i deboli fondamentali delle rispettive industrie di appartenenza caratterizzate da eccesso di capacità, elevata pressione competitiva, basse barriere all'entrata e prodotti commoditizzati. Inoltre questi settori sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio i cui aumenti si trasferiscono solo con un certo ritardo sui prezzi dei prodotti derivati. Pertanto in situazioni di prezzi crescenti della carica petrolifera, i margini dei prodotti petroliferi e petrolchimici sono penalizzati. In chiave previsionale, il *management* non ipotizza nel

2010 un rapido rientro dei fattori di debolezza che hanno penalizzato le *performance* operative di questi settori nel 2009. I margini di raffinazione nel 2009 hanno registrato un calo significativo di circa il 50% sul Brent e circa il 60% su di un paniere di greggi leggeri e pesanti, scendendo al di sotto del livello di *break-even*, per effetto: (i) del calo dei prezzi dei prodotti petroliferi in funzione della minore domanda e dell'elevato livello delle scorte, in particolare ha pesato la crisi del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è diminuito in misura drastica; (ii) degli aumenti repentini del costo della carica nei mesi primaverili non guidati da una ripresa dei fondamentali che quindi il settore non è stato in grado di trasferire sui prezzi finali; (iii) del restringimento del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione. Allo stato non è prevedibile un'inversione di tendenza di questi fattori almeno sul breve termine.

Per quanto riguarda il settore petrolchimico Eni, nonostante le azioni intraprese di contenimento dei costi fissi e di consolidamento della struttura industriale funzionale al rafforzamento delle aree di vantaggio competitivo, il ritorno del settore al pareggio operativo è ottenibile solo in presenza di una generale ripresa del ciclo economico che almeno sul breve termine rimane incerta.

Da questo quadro si distingue il settore Ingegneria & Costruzioni che mantiene costanti portafoglio ordini e redditività, grazie a una presenza articolata in diversi settori di mercato e a un buon posizionamento nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi *asset*, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere che per il medio termine un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Per il 2010, in uno scenario energetico ancora caratterizzato da elevata volatilità, Eni prevede una leggera ripresa dei consumi mondiali di petrolio ed un prezzo medio del *marker* Brent di 65 dollari/barile. Anche la domanda europea ed italiana di gas è attesa in leggera ripresa dopo la rilevante flessione dei consumi industriali e termoelettrici registrata nel 2009, contestualmente all'aumento dell'offerta per l'entrata in esercizio di nuova capacità di importazione. Nel *business* della raffinazione, in assenza di un solido recupero dei fondamentali, i margini rimarranno deboli. In questo contesto di mercato, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2010 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione nel 2010 è prevista su livelli non inferiori al 2009, pari a 1,769 milioni di boe/giorno, assumendo uno scenario Brent di 65 dollari/barile, lo stesso livello di tagli OPEC del 2009 e le dismissioni in corso. Il contributo di nuovi avvii in particolare in Congo, Norvegia e solo marginalmente del progetto Zubair in Iraq, unitamente alla crescita dei campi avviati nel 2009 principalmente in Nigeria, Angola ed USA, compenseranno il declino dei giacimenti maturi. La crescita riprenderà in maniera marcata nel 2011;
- **Vendite di gas mondo**: in linea con il livello 2009 (circa 104 miliardi di metri cubi) per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa della domanda gas in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine;
- ***Business* regolati**: la *performance* dei *business* regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della riduzione dei costi a seguito dell'integrazione della filiera trasporto, stoccaggio e distribuzione;
- **Lavorazioni in conto proprio**: i volumi lavorati saranno in linea con il 2009 (34,55 milioni di tonnellate nel 2009). Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono previste aumentare a fronte della decisione di cessare i contratti di lavorazione presso raffinerie di terzi, al fine di migliorare il tasso di utilizzo degli impianti Eni. Previste azioni di recupero di efficienza per attenuare l'impatto dello scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa**: sono previste sostanzialmente in linea con il 2009 (12,02 milioni di tonnellate nel 2009) in un quadro di consumi stagnanti. Sono state programmate nuove azioni di *marketing* per consolidare ulteriormente la *leadership* sul mercato italiano e lo sviluppo nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni**: conferma la solidità reddituale grazie alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2009 (€13,69 miliardi nel 2009) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, i progetti esplorativi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il *management* ha in programma le azioni gestionali e di portafoglio necessarie per assicurare un livello di *leverage* adeguato al mantenimento di un elevato merito di credito.

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2009 fra le controllate Eni, oltre alle società per le quali era già stata fornita analoga informativa in sede di resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2009 – Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd e Burren Energy (Congo) Ltd – rientra nella previsione regolamentare anche la società Eni Finance USA Inc;
- sono state adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

La presente Relazione intende fornire un quadro generale e completo sul sistema di governo societario adottato da Eni.
Adempiendo agli obblighi normativi e regolamentari in materia[1], in linea con gli orientamenti e le raccomandazioni di Borsa Italiana SpA ("Borsa Italiana") e delle associazioni di categoria più rappresentative, la Relazione riporta le informazioni sugli assetti proprietari e sull'adesione al Codice di Autodisciplina per le società quotate promosso da Borsa Italiana, motivando le scelte effettuate nell'applicazione dei principi di autodisciplina, nonché sulle pratiche di governo societario effettivamente applicate.
Il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana è accessibile al pubblico sul sito internet www.borsaitaliana.it[2].
Il testo della presente Relazione è messo a disposizione presso la sede sociale, pubblicato nella sezione "Corporate Governance" del sito internet della Società[3] e trasmesso a Borsa Italiana, con le modalità e nei termini previsti dalla regolamentazione vigente.
Le informazioni contenute nella presente Relazione sono riferite all'esercizio 2009 e, con riferimento a specifici temi, aggiornate al giorno 11 marzo 2010, data della riunione del Consiglio di Amministrazione che l'ha approvata, unitamente alla relazione sulla gestione, al bilancio consolidato e al progetto di bilancio di esercizio relativi all'esercizio 2009.

Eni: profilo, struttura e valori

Profilo

Eni è un'impresa integrata nell'energia, presente in 77 paesi e con circa 78.400 dipendenti, operante nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, tutti settori in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale.
Ogni azione di Eni è caratterizzata da un forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, investire nell'innovazione tecnica, perseguire l'efficienza energetica e mitigare i rischi del cambiamento climatico sono obiettivi condivisi da organi sociali, *management* e dipendenti.
Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un ruolo fondamentale alla persona, all'ambiente, alla correttezza e ai valori stabiliti nel Codice Etico.
In tale contesto, l'attenzione alla *governance* è costante.
Integrità e trasparenza sono i principi che Eni persegue nel delineare un assetto di amministrazione e controllo adeguato alle proprie dimensioni, complessità e struttura operativa, nell'adottare un sistema di controllo interno efficace, nel comunicare con gli azionisti e gli altri *stakeholder*, anche attraverso la cura e l'aggiornamento delle informazioni disponibili sul sito internet.

(1) Art. 123-*bis* del Decreto Legislativo n. 58/1998 ("Testo Unico della Finanza") e art. 89-*bis* della Delibera Consob n. 11971/99 e successive modifiche ("Regolamento Emittenti Consob").
(2) All'indirizzo: http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm.
(3) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/relazione-governo-societario/relazione-governo-societario.shtml.

Struttura di *governance*

La struttura di *corporate governance* di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che attribuisce la gestione aziendale al Consiglio di Amministrazione, fulcro del sistema organizzativo, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla società di revisione incaricata dall'Assemblea degli azionisti.

Conformemente alle previsioni statutarie, il Consiglio nomina un Amministratore Delegato cui affida la gestione della Società, ad eccezione di alcune materie che riserva alla propria competenza, e attribuisce al Presidente deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica.

Il modello prescelto sancisce, pertanto, la netta distinzione tra le funzioni di Presidente e quelle di Amministratore Delegato; ad entrambi compete, ai sensi dell'art. 25 dello statuto, la rappresentanza della Società.

Il Consiglio ha costituito al suo interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il *Compensation Committee* e l'*Oil-Gas Energy Committee*. Inoltre, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, ha nominato tre Direttori Generali (*Chief Operating Officer*) ponendoli a capo delle tre Divisioni operative di Eni[4].

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa col Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari il *Chief Financial Officer* della Società.

I Direttori Generali ed il *Chief Financial Officer*, unitamente al *Chief Corporate Operations Officer* ed ai Direttori direttamente dipendenti dall'Amministratore Delegato (*Senior Executive Vice President* della Società) prendono parte, su base permanente, al Comitato di Direzione, che ha funzioni consultive e di supporto all'attività dell'Amministratore Delegato.

Alcune scelte organizzative e gestionali, evidenziate nel corso della Relazione, sono state effettuate in applicazione della normativa statunitense, cui la Società è soggetta in ragione della quotazione sul *New York Stock Exchange* ("NYSE").

Codice Etico

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di fondamentale importanza definire con chiarezza i valori e i principi che guidano l'azione di Eni, all'interno della propria struttura come all'esterno, per garantire che tutte le attività aziendali siano svolte nell'osservanza delle norme di riferimento, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto dei legittimi interessi di tutti gli *stakeholder* con cui Eni quotidianamente entra in relazione: azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, *partner* commerciali e finanziari, comunità locali e istituzioni dei Paesi in cui Eni opera.

Questi valori sono fissati nel nuovo Codice Etico Eni, approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 14 marzo 2008, in sostituzione del precedente Codice di Comportamento del 1998. Il Codice Etico recepisce l'evoluzione del quadro normativo, sviluppa le tematiche inerenti ai diritti umani e alla Sostenibilità, garantisce l'adeguamento alle *best practice* internazionali e aggiorna i riferimenti in relazione all'intervenuta evoluzione dell'assetto organizzativo di Eni. È preciso impegno di tutti coloro che lavorano per Eni, a partire dagli organi sociali e dal *management*, osservare e fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio di Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi, a tutela e a promozione dei quali agisce il Garante del Codice Etico che, semestralmente, presenta una relazione sull'attuazione del Codice al Comitato per il controllo interno, al Collegio Sindacale, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato che ne riferiscono al Consiglio. Con specifico riferimento ai temi di governo societario, il nuovo Codice contiene un richiamo alle principali regole di *corporate governance* contenute nel Codice di Autodisciplina adottato da Eni[5], valorizzando i rapporti con gli azionisti e il mercato, e definendo i principi generali da seguire nella diffusione delle informazioni societarie e nei rapporti con i *media*.

Il Codice rappresenta un principio generale non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante: le sinergie fra Codice Etico e Modello sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni, istituito dal Modello 231, delle funzioni di Garante del Codice Etico, con il compito di promuoverne e verificarne l'attuazione.

Il Codice Etico si applica a tutte le società controllate direttamente e indirettamente, in Italia e all'estero. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas soggette alla regolamentazione cd. *unbundling* adottano il Codice, adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza con la propria autonomia gestionale. Ogni società controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle altre partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Codice negli ambiti di rispettiva competenza.

L'impegno di Eni alla diffusione dei principi del Codice è ulteriormente sottolineato dalla creazione, alle dipen-

(4) Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

(5) Per un maggior approfondimento si rinvia al paragrafo "Adesione al Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana e Codice Eni".

denze del Garante del Codice Etico, di un apposito "*Team* di Promozione del Codice Etico". Il *Team* ha il compito di favorire la conoscenza e facilitare l'attuazione del Codice fornendo ogni strumento conoscitivo e di chiarimento per la relativa interpretazione e attuazione; a tal fine promuove iniziative differenziate a seconda dei vari *stakeholder* coinvolti, destinate, tra l'altro, a stimolare osservazioni sul Codice, affinché questo possa essere sempre aggiornato alla sensibilità della realtà sociale in cui Eni opera.
In particolare, attraverso un apposito Piano di Promozione, il *Team* del Codice Etico ha effettuato nel 2009 varie iniziative in tema di diffusione e comunicazione, formazione e coinvolgimento degli *stakeholder*.
Per maggiori dettagli sull'attività di diffusione e comunicazione del Codice, si rinvia alla Sezione "Sostenibilità" del sito internet di Eni e al bilancio di Sostenibilità[6].

Sostenibilità

La Sostenibilità è parte integrante del modello di *governance* di Eni e rappresenta il motore di un processo di miglioramento che si sviluppa intorno ai temi che emergono dal dialogo con gli *stakeholder* e dal confronto con gli scenari futuri dell'energia.
Ciascun obiettivo di Sostenibilità è perseguito con progetti ed iniziative definite da Eni SpA e dalle sue società controllate ed inclusi in specifici piani d'azione a breve e medio termine. Il processo di pianificazione, attuazione e controllo è svolto in condivisione con le Direzioni e le Aree di *Business* ed è approvato dai massimi livelli decisionali aziendali. È stato inoltre riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di Sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci. La società di revisione certifica il bilancio di Sostenibilità verificando la correttezza del processo di pianificazione e gestione dell'attività complessiva e del flusso di dati originati dai siti operativi, poi consolidati e controllati a livello di Paese, Società, Divisione, Direzioni Corporate e Unità Sostenibilità. Tale processo di certificazione risponde ai criteri stabiliti dallo standard ISAE 3000, emesso nel 2004 dall'*International Auditing and Assurance Standard Board* (*IAASB*), lo stesso organismo deputato all'emanazione dei principi di revisione contabile.
Le iniziative più rilevanti nell'ambito della Sostenibilità del sistema di *governance* intraprese negli ultimi anni da Eni riguardano, in particolare, la promozione della partecipazione degli azionisti alla vita d'azienda, la sensibilizzazione degli azionisti e del Consiglio sui temi che fanno parte del modello e, in particolare, sulle diversità, nonché la diffusione di buone pratiche di *governance* in coerenza con i principi contenuti nel Codice Etico.
L'impegno di Eni per lo sviluppo sostenibile è riconosciuto anche dai principali indici finanziari di Sostenibilità. Nel 2009 l'azienda è stata riconfermata nel *Dow Jones Sustainability Index* e *STOXX*, di cui fa parte dal 2007. È inoltre inclusa nel *FTSE4GOOD* ed è stata confermata al secondo posto nell'*Accountability Rating Italy* 2009.
Eni si è, inoltre, classificata al primo posto sia nella classifica italiana che in quella mondiale del *Csr Online Awards* 2009, graduatorie realizzate dalla società di comunicazione finanziaria Lundquist.
Infine, nel giugno del 2009 a New York, l'Amministratore Delegato di Eni è stato insignito del *Foreign Policy Association's Corporate Social Responsibility Award*.
Per maggiori approfondimenti, si rinvia al bilancio di Sostenibilità e alla sezione del sito internet di Eni dedicato alla Sostenibilità[7].

Informazioni sugli assetti proprietari[8]

Struttura del capitale sociale e partecipazioni rilevanti

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono votare nelle Assemblee ordinarie e straordinarie della Società e, comunque, esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima e dallo statuto della Società.
Alla data del 31 dicembre 2009 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.
Nel 1995 Eni ha emesso un programma di ADR (*American Depositary Receipts*) per il mercato statunitense. L'ADR identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni ADR Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al *New York Stock Exchange*[9].

(6) http://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/sostenibilita_swf.page.
(7) http://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/sostenibilita_swf.page.
(8) Le informazioni sugli assetti proprietari sono rese in ottemperanza a quanto richiesto dall'art. 123-*bis*, primo comma, del Testo Unico della Finanza. Per quanto attiene alle informazioni su:
- meccanismo di esercizio dei diritti di voto previsto in un eventuale sistema di partecipazione azionaria dei dipendenti, quando il diritto di voto non è esercitato direttamente da questi ultimi, come richiesto dalla lettera e) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo "Assemblea e diritti degli azionisti";
- accordi fra la società e gli amministratori, che prevedono indennità in caso di dimissioni o licenziamento senza giusta causa o se il loro rapporto di lavoro cessa a seguito di un'offerta pubblica di acquisto, come richiesto dalla lettera i) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo "Compensi degli Amministratori";
- norme applicabili alla nomina e alla sostituzione degli amministratori,come richiesto dalla lettera l) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo "Nomina del Consiglio di Amministrazione";
- modifiche statutarie, richieste dalla lettera l) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo "Assemblea e diritti degli azionisti".
(9) Per maggiori informazioni sul programma di ADR, si rinvia alla relativa sezione del sito internet di Eni dedicato alle "FAQ": http://www.eni.com/it_IT/faq/faq.shtml?header=faq.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo n. 58/1998 ("Testo Unico della Finanza") e della delibera Consob n. 11971/1999 ("Regolamento Emittenti Consob"), al 31 dicembre 2009 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	813.443.277	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA [a]	400.288.338	9,99
Eni SpA (azioni proprie)	382.952.240	9,56

(a) Controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [a]
Italia	340.489	2.246.718.828	56,09
UK e Irlanda	998	188.379.015	4,70
Altri Stati UE	4.603	523.822.062	13,08
USA e Canada	1.701	394.799.891	9,86
Resto del Mondo	1.175	241.943.718	6,04
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		382.952.240	9,56
Altri		26.743.122	0,67
Totale		**4.005.358.876**	**100,00**

(a) Esistente dalla data di pagamento (24 settembre 2009) del dividendo in acconto dell'esercizio 2009, (data stacco: 21 settembre 2009).

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [a]
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10% [b]	2	551.813.303	13,78
2%-3%	0	0	0
1%-2%	8	431.214.800	10,77
0,5%-1%	6	168.306.301	4,20
0,3%-0,5%	13	190.695.057	4,76
0,1%-0,3%	36	254.058.897	6,34
≤0,1%	348.900	1.186.131.879	29,61
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		382.952.240	9,56
Altri		26.743.122	0,67
Totale		**4.005.358.876**	**100,00**

(a) Esistente alla data di pagamento (24 settembre 2009) del dividendo in acconto dell'esercizio 2009 (data stacco: 21 settembre 2009).
(b) Il Gruppo Intesa Sanpaolo ha successivamente comunicato la riduzione del possesso azionario della Banca IMI dal 3,78% all'1,39%.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento[10].

Limiti di possesso azionario e restrizioni al diritto di voto

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui all'art. 3 del Decreto Legge n. 332 del 1994, convertito dalla Legge n. 474 del 1994 ("Legge n. 474/1994"), nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto e comunque i diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso.
Da tale previsione sono escluse, ai sensi dell'art. 32 dello

(10) L'art. 19, comma 6, del Decreto Legge n. 78/2009, convertito dalla Legge n. 102/2009, prevede che il riferimento contenuto nell'art. 2497, primo comma, del Codice Civile, in materia di direzione e coordinamento, si interpreta nel senso che per *"enti"* si intendono *"i soggetti giuridici collettivi diversi dallo Stato che detengono la partecipazione sociale nell'ambito della propria attività imprenditoriale ovvero per finalità di natura economica o finanziaria"*.

statuto e delle stesse norme citate, le partecipazioni al capitale della Società detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da Enti pubblici o da soggetti da questi controllati.

La norma speciale prevede, infine, che la clausola sui limiti al possesso azionario decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori[11].

Poteri speciali riservati allo Stato (*Golden Share*)

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla Legge n. 474/1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004.

I poteri speciali sono, in sintesi, i seguenti:

a) opposizione all'assunzione, da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario[12], di partecipazioni rilevanti, per tali intendendosi quelle che rappresentino almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. L'opposizione, debitamente motivata, deve essere espressa qualora l'operazione sia considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli Amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro dei soci. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante, sono sospesi. In caso di esercizio del potere di opposizione, attraverso provvedimento debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dall'operazione agli interessi vitali dello Stato, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante e dovrà cedere le stesse azioni entro un anno. In caso di mancata ottemperanza, il Tribunale, su richiesta del Ministro dell'Economia e delle Finanze, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'articolo 2359-*ter* del Codice Civile;
b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. Ai fini dell'esercizio del potere di opposizione, Consob informa il Ministro dell'Economia e delle Finanze dei patti e degli accordi rilevanti di cui abbia avuto comunicazione, ai sensi del citato art. 122 del Testo Unico della Finanza. Il potere di opposizione deve essere esercitato entro dieci giorni dalla data della comunicazione effettuata da Consob. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale dei soci aderenti al patto sono sospesi. In caso di emanazione del provvedimento di opposizione, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dai suddetti accordi o patti agli interessi vitali dello Stato, gli accordi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in Assemblea dei soci vincolati dal sindacato si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti o accordi di cui al citato articolo 122 del Testo Unico della Finanza, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili;
c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d);
d) nomina di un Amministratore senza diritto di voto nelle riunioni consiliari.

I provvedimenti di esercizio dei poteri richiamati alle lettere a), b) e c) sono impugnabili entro sessanta giorni dai soggetti legittimati dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio.

Azioni e strumenti finanziari partecipativi di cui alla Legge 23 dicembre 2005, n. 266

La Legge n. 266 del 2005 (Legge Finanziaria per il 2006), all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi che attribuiscono all'Assemblea speciale dei relativi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o nuovi strumenti finanziari partecipativi

(11) In base a quanto previsto dalla Legge n. 266 del 2005 (Legge finanziaria per il 2006), cui è dedicato specifico paragrafo nella presente Relazione, la medesima clausola verrebbe meno qualora nello statuto fossero inserite le norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.
(12) Si tratta dei soggetti descritti nell'art. 6.1 dello statuto, con esclusione di quelli previsti dall'art. 32.2.

muniti del diritto di voto nell'Assemblea ordinaria e straordinaria. L'inserimento di tale modifica dello statuto comporterebbe il venir meno del limite del possesso azionario di cui al citato art. 6.1 dello statuto. Al momento, tuttavia, lo statuto di Eni non contiene tale previsione.

Accordi fra azionisti

Non sono noti alla Società accordi stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Accordi significativi che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio del controllo di Eni

Salvo quanto di seguito indicato, Eni e le sue controllate non sono parti di accordi significativi, che siano divulgabili senza arrecare grave pregiudizio per la Società, che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio degli azionisti che attualmente controllano Eni.
Sono considerati accordi significativi quelli che sono stati oggetto di esame ed approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione, in quanto rientranti nelle sue competenze riservate, come di seguito indicate.
In particolare, gli accordi che rientrano nella fattispecie indicata riguardano:

(i) le disposizioni dello *Shareholders' Agreement* in essere tra Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depòsitos per la gestione congiunta della Galp Energia SGPS SA, che stabiliscono, nel caso di cambio di controllo sulle società partecipanti al patto, la facoltà degli altri *partner* di acquistare le azioni detenute dalle parti contrattuali nei cui confronti si è verificato il cambio di controllo;
(ii) la possibile decadenza della licenza di distribuzione di gas naturale della controllata Distribuidora de Gas Cuyana SA per effetto delle disposizioni dell'art. 34 del Titolo VIII della Legge 24.076 nei casi in cui la società fosse controllata da un azionista attivo in Argentina, direttamente o tramite controllate, nelle attività di produzione, stoccaggio o distribuzione di gas naturale.

Deleghe per l'aumento di capitale, potere degli amministratori di emettere strumenti finanziari partecipativi e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Non sono previste deleghe al Consiglio di Amministrazione ad effettuare aumenti di capitale sociale ai sensi dell'art. 2443.
Gli amministratori non hanno il potere di emettere strumenti finanziari partecipativi.
Con delibera del 29 aprile 2008, l'Assemblea aveva autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 Codice Civile, previa revoca dell'autorizzazione precedente per la parte non ancora eseguita, ad acquistare azioni proprie sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera stessa, fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea, ad un prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto aumentato del 5%[13].
Il 29 ottobre 2009 l'autorizzazione è scaduta[14]. Al 31 dicembre 2009, le azioni proprie in portafoglio di Eni ammontano a n. 382.952.240, pari al 9,56% del capitale sociale.

Informazioni sul governo societario[15]

Adesione al Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana e Codice Eni

Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, conformemente ad analoga decisione del 20 gennaio 2000, Eni ha aderito al Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana, nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa")[16].
Sulla base del Codice di Borsa, Eni ha adottato un proprio Codice di Autodisciplina (di seguito anche "Codice" o "Codice Eni"), con l'obiettivo di recepirne le previsioni, adeguandole alla realtà specifica di Eni, chiarendone alcune, valorizzandole ed elevando, al contempo, il livello generale della *governance* della Società.
Il Codice Eni rappresenta, pertanto, in modo chiaro e completo il sistema di *governance* della Società, in coerenza con le previsioni del Codice di Borsa e con i principali documenti della Società.
In particolare, il Codice tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento. Parimenti, il Codice tiene conto delle vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando, quindi, le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Borsa), con separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.
Per maggiore trasparenza e comprensione, il Codice Eni

(13) Per maggiori dettagli, si rinvia alla sezione "Azioni proprie" della Relazione sulla gestione di Eni SpA.
(14) Per maggiori informazioni, si rinvia all'indirizzo http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/azioni-proprie/azioni-proprie.shtml.
(15) L'informazione sul governo societario è resa altresì in ottemperanza a quanto richiesto dall'art 123-*bis*, primo comma, lettere e), i), l), e secondo comma, del Testo Unico della Finanza.
(16) Il Codice di Borsa è accessibile al pubblico sul sito internet www.borsaitaliana.it, all'indirizzo: http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm.

si esprime direttamente in relazione alle diverse opzioni previste dal Codice di Borsa, senza rinviare cioè ad atti successivi (con riferimento, ad esempio, alla scelta di non ridistribuire o modificare le funzioni dei comitati interni del Consiglio, di prevedere un solo Preposto al controllo interno, di prevedere che il Preposto riferisca anche all'Amministratore Delegato, di non affidare l'Internal Audit a soggetti esterni).

Le previsioni del Codice di Borsa che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza, nonché per la definizione di "stretti familiari".

Sono state infine previste disposizioni che elevano il livello di *governance* proposto dal Codice di Borsa ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori: gli amministratori agiscono e deliberano in modo informato ed in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti, tenendo presenti gli interessi degli altri *stakeholder*;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività al lavoro svolto;
- è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- è stato stabilito che i comitati interni del Consiglio previsti dal Codice Eni (con specifico riferimento al Comitato per il controllo interno ed al *Compensation Committee*) non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;
- è stato previsto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse. Al Comitato è stato, inoltre, riconosciuto un ruolo rilevante nell'istruttoria delle operazioni con parti correlate, conformemente ai principi e alle *best practices* in materia;
- per la nomina del Preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio è formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente. Il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 30 ottobre 2008, ha previsto che la proposta avvenga sentito anche il Comitato per il controllo interno e che tali modalità di nomina si applichino anche al Responsabile Internal Audit; ha quindi nominato quest'ultimo, con il parere positivo del Comitato, quale Preposto al controllo interno di Eni[17];
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno soltanto).

Sin dal 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale aderisce espressamente alle disposizioni del Codice che lo riguardano.

A seguito dell'adozione del Codice Eni, il Consiglio di Amministrazione ha altresì assunto alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni in esso contenute.

In particolare:

- sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo e di sistema di controllo interno;
- sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio, che deve prestare particolare attenzione alle situazioni nelle quali gli amministratori siano portatori di interessi propri o di terzi ed alle operazioni con parti correlate;
- è stato riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di Sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci;
- sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica (Snam Rete Gas SpA, Saipem SpA, Polimeri Europa SpA e Eni International BV);
- è stato individuato il cumulo massimo degli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società - le cui disposizioni previste per l'Amministratore Esecutivo sono estese anche ai Direttori Generali – per assicurare che essi dedichino il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico;
- è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate

(17) Il Consiglio ha così confermato una precedente delibera del 16 marzo 2007.

(attualmente, per l'Italia, Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti. Tale principio è stato successivamente esteso, per effetto dell'evoluzione del quadro regolamentare di riferimento, anche alle società soggette al regime di separazione amministrativa e contabile (cd. *unbundling*) previsto dalla normativa di settore (oltre a Snam Rete Gas SpA, per l'Italia, Italgas SpA e Stogit SpA[18]).

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 23 aprile 2009, ha inoltre definito i principi generali di *governance* che Eni, nella sua qualità di azionista, applica alle società da essa partecipate, in Italia e all'estero. A tal fine, ha emanato delle Linee Guida, completate da specifiche norme di attuazione, volte a definire i principi generali, i ruoli e le responsabilità organizzative per l'individuazione dei sistemi di governo e controllo, nonché per la composizione degli organi sociali e i relativi criteri di designazione.

In particolare, il modello di *governance* prescelto per le società italiane è quello della società per azioni con sistema tradizionale di amministrazione e controllo, mentre per le società estere è stata prevista l'adozione di forme giuridiche analoghe a quella della società per azioni o della società a responsabilità limitata di diritto italiano. Il controllo contabile delle partecipate, italiane ed estere, deve essere affidato ad una società di revisione.

Al fine di promuovere un'adeguata rappresentanza negli organi sociali della diversità, in particolare di genere, è stato inoltre avviato un progetto di monitoraggio della realtà di Eni.

Il sistema di governo societario di Eni è pertanto in linea con le prescrizioni del Codice di Borsa e contiene altresì previsioni migliorative del livello di *corporate governance*. Dell'attuazione delle relative disposizioni verrà dato ulteriore dettaglio nel prosieguo della Relazione.

Il Codice Eni è pubblicato sul sito internet di Eni, nella sezione *Corporate Governance*[19]. Il "Commento" contenuto nel Codice di Borsa non è riportato per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri.

Assemblea e diritti degli azionisti[20]

L'Assemblea degli azionisti è competente a deliberare con le modalità e sugli argomenti previsti dalla legge e dallo statuto, in forma ordinaria e straordinaria. In particolare, l'Assemblea ordinaria nomina e revoca amministratori e sindaci, ne determina il compenso, approva il bilancio di esercizio (che si chiude al 31 dicembre) e conferisce incarico alla società di revisione, approvandone il compenso; l'Assemblea straordinaria delibera sulle modifiche statutarie e sulle operazioni di carattere straordinario, quali aumenti di capitale, fusioni e scissioni.

Per quanto attiene, specificamente, alle norme applicabili alle modifiche dello statuto, Eni è soggetta alla disciplina normativa ordinaria, ad eccezione di quanto esposto nel paragrafo relativo ai poteri speciali riservati allo Stato della presente Relazione, cui si rinvia. Si evidenzia, altresì, che l'art. 23.2 dello statuto prevede che il Consiglio di Amministrazione deliberi sull'adeguamento delle disposizioni statutarie alle disposizioni normative.

Lo statuto ha inoltre attribuito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2365, comma 2, del Codice Civile, la competenza a deliberare sulla fusione per incorporazione e scissione proporzionale di società le cui azioni o quote siano possedute dalla Società almeno nella misura del 90% del loro capitale sociale, nonché sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, e fino a che non siano divenute efficaci le nuove disposizioni normative[21], la convocazione è effettuata mediante avvisi trasmessi a Borsa Italiana e pubblicati sul sito internet e sulla Gazzetta Ufficiale, nonché, ai sensi dell'art. 13 dello statuto ed in ottemperanza alla normativa vigente, sui quotidiani "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "*Financial Times*". Gli avvisi di convocazione riportano le disposizioni dello statuto rilevanti ai fini della partecipazione in Assemblea, ivi incluse, in particolare, le indicazioni riguardo alle modalità di reperimento dei moduli di delega.

Ai fini dell'intervento in Assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea stessa in prima convocazione da parte di un intermediario finanziario autorizzato. L'avente diritto può – tramite l'intermediario – ritirare la predetta comunicazione, perdendo in tal caso la legittimazione ad intervenire.

Per agevolare la partecipazione degli azionisti, lo statuto prevede sia il voto per corrispondenza sia specifiche facilitazioni per la raccolta delle deleghe.

Il voto effettuato per corrispondenza, esercitato nei termini di legge, può essere revocato mediante dichiarazione espressa, portata a conoscenza della Società almeno il giorno prima dell'Assemblea. Coloro che intendano partecipare all'Assemblea in rappresentanza legale o volontaria di azionisti o di altri aventi diritto devono far pervenire la

(18) Con effetto da luglio 2009, Eni ha ceduto la propria partecipazione nelle due società a Snam Rete Gas SpA.
(19) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/codice-autodisciplina-Eni/codice-autodisciplina-Eni.shtml.
(20) Informazioni rese ai sensi dell'art. 123-*bis*, primo comma, lettere e) e l), con riferimento alle modifiche statutarie, e secondo comma, lettera c), del Testo Unico della Finanza.
(21) Per le assemblee i cui avvisi di convocazione siano pubblicati successivamente al 31 ottobre 2010, trovano applicazione le nuove disposizioni che recepiscono la Direttiva 2007/36/CE sui diritti degli azionisti in materia di convocazione assembleare, nonché di legittimazione all'intervento e al voto.

documentazione comprovante i loro poteri alla funzione competente della Società, con le modalità e nei termini precisati nell'avviso di convocazione.

Inoltre, ai sensi dell'art. 14 dello statuto, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate, che facciano parte di associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Ai sensi di legge e di statuto, i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono richiedere – salvi gli argomenti la cui proposta sia di competenza degli amministratori o basati su progetti o relazioni da essi predisposti – entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli argomenti proposti.

Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito internet di Eni[22].

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in sua sostituzione, dai soggetti previsti dallo statuto.

Nell'ambito delle iniziative avviate per sollecitare l'interesse ed un maggior attivismo degli azionisti, in occasione dell'ultima Assemblea annuale (29-30 aprile 2009) sono stati inoltre realizzati un *cartoon* interattivo e una Guida dell'Azionista, disponibili sul sito internet[23], allo scopo di fornire informazioni chiare ed immediate sulle modalità di partecipazione e sui diritti esercitabili in occasione di tale rilevante appuntamento per la vita della Società e dei soci. Eni intende estendere tali iniziative anche all'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2009, dedicando sempre maggiore spazio, anche comunicativo, al rapporto con tutti i propri azionisti.

Nel corso delle riunioni assembleari, il Consiglio si adopera per assicurare la più ampia trasparenza sulle materie trattate ai soci, cui è riconosciuta la possibilità di chiedere informazioni sulle materie all'ordine del giorno, che vengono rese nel rispetto della disciplina delle informazioni privilegiate.

Consiglio di Amministrazione[24]

Composizione

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. L'Assemblea ordinaria ne determina il numero entro detti limiti.

Lo statuto prevede che gli azionisti di minoranza possano designare un numero di loro rappresentanti nel Consiglio pari a tre decimi del totale.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero degli amministratori, nominando il Consiglio di Amministrazione e il Presidente del Consiglio, in carica per la durata di tre esercizi, e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010. Il giorno 11 giugno 2008, il Consiglio ha individuato in Paolo Scaroni l'Amministratore Delegato della Società.

Il Consiglio è composto da Roberto Poli (Presidente), Paolo Scaroni (Amministratore Delegato), Alberto Clô, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono stati eletti sulla base della lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, titolare del 20,30% del capitale sociale.

Alberto Clô, Marco Reboa e Francesco Taranto sono stati eletti sulla base della lista presentata da investitori istituzionali, allora titolari complessivamente dell'1,10% del capitale sociale.

Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e Governance (*Corporate Affairs and Governance Senior Executive Vice President*) della Società, è stato confermato quale Segretario del Consiglio di Amministrazione.

Si forniscono di seguito alcune informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei Consiglieri eletti.

ROBERTO POLI

Nato nel 1938. È Presidente di Eni SpA da maggio 2002. Ricopre la carica di Presidente della Poli e Associati SpA, società di consulenza nel settore della finanza aziendale, delle operazioni straordinarie, delle acquisizioni e ristrutturazioni aziendali. È Consigliere della Mondadori SpA, Fininvest SpA, Coesia SpA, Maire Tecnimont SpA e Perennius Capital Partners SGR SpA. Dal 1966 al 1998 è stato docente di finanza aziendale all'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano. È stato consulente in operazioni di finanza straordinaria di alcuni dei più importanti gruppi

(22) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/assemblea-azionisti/regolamento-assembleare/regolamento-assembleare.shtml.
(23) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/iniziative/iniziative-per-gli-azionisti.shtml.
(24) Informazioni rese anche ai sensi dell'art. 123-*bis*, secondo comma, lettera d) del Testo Unico della Finanza.

industriali italiani. È stato Presidente della Rizzoli-Corriere della Sera SpA e di Publitalia SpA.

PAOLO SCARONI

Nato nel 1946. È Amministratore Delegato di Eni SpA dal giugno 2005. È Consigliere di Amministrazione di Assicurazioni Generali SpA, di LSEG plc (London Stock Exchange Group), di Veolia Environnement (Parigi), del Board of Overseers della Columbia Business School di New York e Consigliere di Amministrazione della Fondazione Teatro alla Scala. Dopo la Laurea in Economia e Commercio conseguita nel 1969 all'Università Luigi Bocconi di Milano e dopo una prima esperienza di lavoro di tre anni in Chevron, consegue un *Master in Business Administration*, presso la Columbia University di New York, e continua la sua carriera in McKinsey. Nel 1973 entra nel Gruppo Saint Gobain, dove svolge numerosi incarichi manageriali in Italia ed all'estero, fino alla nomina, nel 1984, a Presidente della Divisione Vetro a Parigi. Dal 1985 al 1996 è Vice Presidente ed Amministratore Delegato della Techint e gestisce le privatizzazioni delle controllate SIV, Italimpianti e Dalmine. Nel 1996 si trasferisce in Gran Bretagna entrando in Pilkington e ricopre la carica di Amministratore Delegato fino a maggio 2002. Dal maggio 2002 al maggio 2005 è stato Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel. Dal 2005 al luglio 2006 è stato *Chairman* di Alliance Unichem (UK). Nel novembre 2007 è stato insignito del grado di *Officier* nell'ordine della *Légion d'honneur*.

ALBERTO CLÔ

Nato nel 1947. È Consigliere di Eni SpA da giugno 1999. È attualmente Consigliere di Atlantia SpA, Italcementi SpA e De Longhi SpA. Si è laureato in Scienze Politiche all'Università di Bologna. Docente di Economia Industriale ed Economia dei Servizi Pubblici presso l'Università di Bologna. Ha fondato nel 1980 la rivista "Energia" di cui è direttore responsabile. Ha scritto libri ed oltre 100 saggi e articoli sulle problematiche dell'economia industriale ed energetica, collabora con diversi quotidiani e riviste economiche. Nel 1995-1996 è stato Ministro dell'Industria e ad interim del Commercio con l'Estero e Presidente del Consiglio dei Ministri dell'Industria e dell'Energia dell'Unione Europea durante il semestre di Presidenza italiana. Nel 1996 è stato insignito dell'onorificenza di Cavaliere di Gran Croce al merito della Repubblica Italiana.

PAOLO ANDREA COLOMBO

Nato nel 1960. È Consigliere di Eni SpA da giugno 2008. Laureato in Economia Aziendale nel 1984 all'Università Luigi Bocconi di Milano, diventa Dottore Commercialista nel 1985 e Revisore dei Conti. È docente presso il Dipartimento di *Accounting* dell'Università Luigi Bocconi di Milano. È Socio fondatore della Borghesi Colombo & Associati, società di consulenza specializzata nelle operazioni di finanza d'impresa – inclusa la consulenza fiscale e societaria nell'ambito di operazioni straordinarie – nella consulenza strategica e di *corporate governance*. È Consigliere di Mediaset SpA, Ceresio SIM SpA e Versace SpA, Presidente del Collegio Sindacale di Aviva Vita SpA e Interbanca SpA, Sindaco di Sirti SpA, A. Moratti S.a.p.a., Humanitas Mirasole SpA, Credit Agricole Assicurazioni Italia SpA e Iniziativa Gestione Investimenti SGR SpA. Da maggio 2002 a maggio 2005 ha ricoperto la carica di Sindaco effettivo di Eni SpA. Da maggio 2005 a maggio 2008 quella di Presidente del Collegio Sindacale.

PAOLO MARCHIONI

Nato nel 1969. È Consigliere di Eni SpA da giugno 2008. È avvocato con specializzazioni in diritto penale e amministrativo, patrocinante in Cassazione e giurisdizioni superiori. È consulente di enti pubblici e società commerciali in materia di diritto commerciale, societario, amministrativo e degli enti locali. Sindaco della città di Baveno (VB) dall'aprile 1995 al giugno 2004. È stato Presidente dell'Assemblea dei Sindaci di Con.Ser.Vco dal settembre 1995 al giugno 1999 e componente dell'Assemblea dei Sindaci dell'Asl 14, del direttivo del Distretto sanitario del Verbano, dell'Assemblea dei Sindaci dell'Azienda speciale Consorzio acque reflue Valle Ossola nonché dell'Assemblea dei Sindaci del Consorzio dei servizi sociali del Verbano fino al giugno 2004. Dall'aprile 2005 al gennaio 2008 è stato Consigliere comunale del Comune di Stresa (VB). Dall'ottobre 2001 all'aprile 2004 è stato Consigliere di Amministrazione di C.i.m SpA di Novara (Centro Interportuale merci) e, dal dicembre 2002 al dicembre 2005, Consigliere di Amministrazione e componente del Comitato esecutivo di Finpiemonte SpA. Da giugno 2005 a giugno 2008 è stato Consigliere di Amministrazione di Consip. Da giugno 2009 è Vice-Presidente della Provincia del Verbano-Cusio-Ossola ed assessore al bilancio, patrimonio, affari legali e attività produttive.

MARCO REBOA

Nato nel 1955. È Consigliere di Eni SpA da maggio 2005. Laureato in Economia Aziendale presso l'Università Luigi Bocconi di Milano. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. È Professore di ruolo alla Facoltà di Giurisprudenza presso l'Università Carlo Cattaneo – LIUC – di Castellanza e autore di numerose pubblicazioni in materia di *corporate governance*, valutazioni economiche e bilancio. È Direttore della Rivista dei Dottori Commercialisti e svolge attività professionali in Milano. Ricopre l'incarico di Consigliere in Luxottica Group SpA e Interpump Group SpA. È Presidente del Collegio Sindacale di Mediobanca SpA. È Sindaco di Gruppo Lactalis Italia SpA, di Egidio Galbani SpA e Big Srl.

MARIO RESCA

Nato nel 1945. È Consigliere di Eni SpA da maggio 2002. Nel 2008 è stato nominato dal Governo Direttore Generale per la valorizzazione dei musei italiani, nell'ambito del Ministero per i Beni e le Attività Culturali. Presidente di Confimprese e di Finbieticola Casei Gerola SpA. È Consigliere di Mondadori SpA. Laureato in Economia e Commercio all'Università Luigi Bocconi di Milano. Assunto dopo la laurea dalla Chase Manhattan Bank, nel 1974 è nominato Direttore della Saifi Finanziaria (Gruppo Fiat) e dal 1976 al 1991 è *partner* di Egon Zehnder. In questo periodo è Consigliere di Lancôme Italia e di società del Gruppo RCS Corriere della Sera e del Gruppo Versace. Dal 1995 al 2007 è stato Presidente e Amministratore Delegato di McDonald's Italia. È stato inoltre Presidente della Sambonet SpA, della Kenwood Italia SpA, socio fondatore della Eric Salmon & Partners e Presidente dell'American Chamber of Commerce. Nel giugno 2002 gli è stata conferita l'onorificenza di Cavaliere del Lavoro.

PIERLUIGI SCIBETTA

Nato nel 1959. È Consigliere di Eni SpA da maggio 2005. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università La Sapienza di Roma. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile ed esercita l'attività professionale presso il proprio studio in Roma dal 1990. È stato consigliere di amministrazione di Gestore del Mercato Elettrico (GME) SpA, dell'Istituto Superiore per la Previdenza e la sicurezza del lavoro (ISPESL), di Nucleco SpA, FN SpA e Agenzia per l'innovazione tecnologica (AGITEC) SpA; è stato inoltre Vice Commissario straordinario e Consigliere di amministrazione dell'Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA) e Sindaco effettivo del Consorzio smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare.

FRANCESCO TARANTO

Nato nel 1940. È Consigliere di Eni SpA da giugno 2008. Attualmente è consigliere di amministrazione della Cassa di Risparmio di Firenze SpA, Pioneer Global Asset Management SpA (Gruppo Unicredito) e Kedrios SpA Ha iniziato la propria attività nel 1959 a Milano presso lo studio di un agente di cambio, per poi operare, dal 1965 al 1982 nel Banco di Napoli, dove ha ricoperto la carica di vice direttore responsabile del servizio borsa e titoli. Ha ricoperto numerosi incarichi direttivi nel settore della gestione collettiva del risparmio, in particolare quelli di direttore gestioni mobiliari di Eurogest, dal 1982 al 1984, e di Direttore Generale di Interbancaria Gestioni, dal 1984 al 1987. Passato al gruppo Prime (dal 1987 al 2000), ha ricoperto per un lungo periodo la carica di Amministratore Delegato della Capogruppo. È stato inoltre membro del consiglio direttivo di Assogestioni e del comitato per la *corporate governance* delle società quotate costituito su iniziativa di Borsa Italiana. È stato Consigliere di amministrazione dell'Enel dall'ottobre 2000 a giugno 2008.

Nomina[25]

Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, in ossequio alle norme contenute nella Legge n. 474/1994[26] e comunque in coerenza con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza[27], lo statuto prevede che la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avvenga mediante voto di lista. In particolare, ai sensi dell'art. 17 dello statuto e in virtù delle disposizioni contenute nella Legge n. 474/1994, hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, sia il Consiglio di Amministrazione. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie. Le liste, in cui sono espressamente individuati i candidati in possesso dei requisiti di indipendenza, sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima, se presentate dal Consiglio di Amministrazione) e sono pubblicate su almeno tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici, secondo quanto previsto dalla Legge n. 474/1994. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito internet della Società. Tutti i candidati devono possedere i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Unitamente al deposito di ciascuna lista, a pena di inammissibilità della stessa, devono essere depositati il *curriculum* professionale di ciascun candidato e le dichiarazioni con le quali i medesimi accettano la propria candidatura e attestano l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità, nonché il possesso dei requisiti di onorabilità ed eventuale indipendenza.

A seguito dell'espletamento delle formalità di voto, si procede

(25) Informazione resa anche ai sensi dell'art. 123-*bis*, primo comma, lettera l) del Testo Unico della Finanza.

(26) L'art. 4 della Legge 474/1994 prevede che l'elezione del Consiglio avvenga con voto di lista e che alle liste di minoranza debba essere riservato complessivamente almeno un quinto degli amministratori con diritto di voto, con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità superiore. Per le assemblee i cui avvisi di convocazione saranno pubblicati successivamente al 31 ottobre 2010 troveranno applicazione le nuove disposizioni che recepiscono la Direttiva 2007/36/CE, le quali stabiliscono che per le società quotate privatizzate si applicherà quanto previsto dagli articoli 125-*bis*, 147-*ter* e 148 del Testo Unico della Finanza, fermo restando che almeno un quinto degli amministratori è espresso dalle liste di minoranza.

(27) L'art. 147-*ter* del Testo Unico della Finanza prevede il meccanismo statutario del voto di lista e stabilisce che almeno uno dei componenti del Consiglio di Amministrazione è espresso dalla lista di minoranza che abbia ottenuto il maggior numero di voti e non sia collegata in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.

alla nomina traendo i sette decimi degli amministratori (con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità inferiore), nell'ordine progressivo con cui sono elencati, dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.
La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.
Per la nomina degli amministratori che non siano stati eletti, per qualsiasi ragione, con la procedura di cui sopra, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge, in modo tale da assicurare comunque che la composizione del Consiglio sia conforme alla legge e allo statuto.
Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un Amministratore senza diritto di voto. Tale facoltà non è stata esercitata.

Requisiti di indipendenza

Il Testo Unico della Finanza stabilisce che almeno uno degli amministratori, ovvero due, se il Consiglio è composto da più di sette membri, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate dall'art. 148, comma 3, della stessa norma, nonché, se lo statuto lo prevede, gli ulteriori requisiti previsti dai codici di comportamento.
L'articolo 17.3 dello statuto di Eni, migliorando tale previsione normativa, prevede che almeno un Amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a cinque, possiedano i citati requisiti di indipendenza. La stessa norma statutaria ha poi previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al sistema di elezione ordinario, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di amministratori indipendenti in Consiglio. In tal modo Eni ha inteso rafforzare la presenza degli amministratori indipendenti nel Consiglio.
Accanto ai requisiti richiesti dal Testo Unico della Finanza, l'art. 3 del Codice Eni, conformemente a quanto previsto dal Codice di Borsa Italiana, ha individuato ulteriori requisiti di indipendenza. Tali criteri ricalcano perfettamente quelli previsti dal Codice di Borsa, specificandoli in tre punti:
- l'identificazione delle "società controllate aventi rilevanza strategica", in cui l'amministratore sia stato eventualmente esponente di rilievo, sulla base della valutazione del Consiglio di Amministrazione[28];
- l'individuazione nel 30% dell'emolumento "fisso" di amministratore non esecutivo della Società la "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza[29];
- la definizione di "stretti familiari", intendendosi per tali parenti o affini entro il secondo grado[30].

Il Consiglio di Amministrazione tiene conto di tutti i criteri su indicati nel valutare periodicamente l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, avendo riguardo più alla sostanza che alla forma.
Successivamente alla nomina, gli Amministratori non esecutivi hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza ed il Consiglio ne ha valutato la sussistenza, come previsto dalla regolamentazione vigente e dal Codice Eni.
In ottemperanza, poi, alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, che richiedono una valutazione periodica sul possesso dei requisiti di indipendenza, nella riunione del giorno 11 febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha confermato che gli amministratori non esecutivi Clô, Colombo, Marchioni, Reboa, Resca, Scibetta e Taranto sono indipendenti ai sensi di legge e di statuto, nonché ai sensi del Codice Eni[31]. Il Consigliere Clô è stato confermato quale indipendente, anche ai sensi del Codice Eni, pur ricoprendo la carica da più di nove anni[32], in quanto designato dagli azionisti di minoranza (segnatamente, da investitori istituzionali) e in considerazione delle riconosciute qualità professionali e dell'indipendenza di giudizio.
Il Collegio Sindacale ha sempre verificato, da ultimo nella riunione del giorno 11 febbraio 2010, la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei suoi componenti.
L'esito delle valutazioni del Consiglio è reso in modo schematico nelle tabelle allegate alla presente Relazione.
Non è stato nominato un *lead independent director* in considerazione della presenza di un Amministratore Delegato e un Presidente con ruoli distinti.

Requisiti di onorabilità, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Il Testo Unico della Finanza prevede che i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione e direzione delle società quotate debbano possedere i requisiti di onorabilità

(28) Criterio 3.C.1.b).
(29) Criterio 3.C.1.d).
(30) Criterio 3.C.1.h).
(31) Pur essendo il Presidente del Consiglio un amministratore non esecutivo, non può essere dichiarato indipendente in ossequio alla più stretta interpretazione dei requisiti del Codice di Borsa Italiana, trattandosi di esponente di rilievo della Società (Criterio Applicativo 3.C.2).
(32) Il Consigliere Clô è stato nominato per la prima volta nel 1999.

prescritti per i membri degli organi di controllo dal Regolamento del Ministro della giustizia emanato ai sensi dell'art. 148 della stessa norma[33]. L'articolo 17.3 dello statuto, nel recepire tale previsione normativa, ha stabilito che tutti i candidati alla carica di consigliere di amministrazione debbano possedere i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Agli amministratori è richiesto inoltre il possesso degli ulteriori specifici requisiti previsti dalle norme speciali ad essi applicabili.

La medesima disposizione statutaria prevede, inoltre, che il Consiglio valuti periodicamente, unitamente ai requisiti di indipendenza, anche quelli di onorabilità degli amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità.

Sempre ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, nel caso in cui in capo ad un Amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio dichiara la decadenza dell'Amministratore e provvede alla sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica. Gli amministratori nominati devono comunicare alla Società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o incompatibilità.

Successivamente alla nomina, gli Amministratori hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di onorabilità richiesti dalle norme ad essi applicabili ed il Consiglio ne ha valutato la sussistenza, come previsto dalla regolamentazione vigente e dal Codice Eni.

In ottemperanza, poi, alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, che prevede la valutazione periodica dei requisiti da parte del Consiglio, nella riunione del giorno 11 febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha constatato la permanenza dei requisiti di onorabilità e l'assenza di cause di incompatibilità e ineleggibilità, anche con riferimento alle società controllate bancarie e finanziarie, da parte di tutti gli Amministratori.

Orientamento del Consiglio sul cumulo massimo di incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società

Con delibera 11 giugno 2008 (confermando l'orientamento del precedente Consiglio), come richiesto dal Codice Eni, il Consiglio ha definito i criteri generali circa il numero massimo di incarichi di amministrazione e controllo in altre società, compatibile con un efficace svolgimento del ruolo di amministratore di Eni:

- un Amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: (i) la carica di Consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria[34], bancaria o assicurativa o con un patrimonio netto superiore a 10 miliardi di euro e (ii) la carica di Consigliere non esecutivo o Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;
- un Amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: (i) la carica di Consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero (ii) la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite di cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.

Nel caso di superamento dei limiti indicati, gli amministratori informano tempestivamente il Consiglio, il quale valuta la situazione alla luce dell'interesse della Società e invita l'Amministratore ad assumere le conseguenti decisioni. In ogni caso, prima di assumere un incarico di Amministratore o di Sindaco (o membro di altro organo di controllo) in altra società non partecipata o controllata, direttamente o indirettamente, da Eni, l'Amministratore esecutivo informa il Consiglio di Amministrazione, che ne valuta la compatibilità con le funzioni attribuite all'Amministratore esecutivo e con l'interesse di Eni. La disciplina riferita all'Amministratore esecutivo si applica anche ai Direttori Generali.

Sulla base delle informazioni fornite, successivamente alla nomina e nella riunione del giorno 11 febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha verificato che gli amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi. Informazioni di dettaglio sul numero degli incarichi ricoperti dai componenti del Consiglio con riferimento alla delibera sul cumulo degli incarichi sono disponibili nella tabella allegata alla presente Relazione.

Compiti

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società in relazione all'oggetto sociale.

Con delibera 11 giugno 2008, il Consiglio ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni[35], affidandogli i più ampi poteri di amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e riservandosi in esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge. Tali poteri specificano il ruolo definito per l'organo di gestione dal Codice Eni.

(33) Decreto ministeriale 30 marzo 2000, n. 162.

(34) Sono state considerate quali società finanziarie, ai fini della valutazione del cumulo degli incarichi, gli intermediari finanziari di cui all'articolo 106 del D. Lgs. 385/1993 (Testo Unico Bancario) e le imprese che svolgono attività e servizi di investimento o di gestione collettiva del risparmio ai sensi del Testo Unico della Finanza.

(35) Paolo Scaroni è stato nominato Amministratore Delegato della Società per la prima volta il 1° giugno 2005.

Più dettagliatamente, il Consiglio:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
2. Istituisce i comitati interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.
4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, ivi compreso il sistema di controllo interno, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
5. Definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la Sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società. Esamina e approva il piano degli interventi *non profit* della Società e approva gli interventi non inclusi nel piano di importo superiore a 500.000 euro.
7. Esamina e approva i *budget* annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
8. Esamina e approva la relazione finanziaria semestrale e i resoconti intermedi di gestione della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di Sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.
9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio. In particolare riceve periodicamente un'informativa semestrale, con le relative motivazioni, delle modifiche intervenute nelle operazioni di investimento, già approvate dal Consiglio, di cui al punto 12, lettere b) e c), sulla base dei criteri stabiliti dal Consiglio stesso.
10. Riceve dai comitati interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale.
11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di *budget*.
12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate e delle società soggette alla disciplina dell'*unbundling*, il Consiglio ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale. È fatto salvo, in ogni caso, il rispetto degli obblighi di riservatezza relativi ai rapporti commerciali intercorrenti fra la società controllata ed Eni o terzi, per la tutela dell'interesse della controllata.

Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:

a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda, titoli minerari e immobili, conferimenti, fusioni e, scissioni e liquidazioni di società, di valore superiore a 100 milioni di euro, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello statuto;
b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore a 300 milioni di euro, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore E&P in nuovi Paesi;
d) compravendita di beni e servizi diversi da quelli destinati a investimenti e dalle forniture di gas, ad un prezzo complessivo superiore a 1 miliardo di euro – ad esclusione delle compravendite di beni mobili e servizi rientranti nella gestione ordinaria – ovvero di durata superiore a 20 anni; contratti di fornitura gas,

o modifiche di tali contratti, di almeno tre miliardi di metri cubi annui e durata decennale;

e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: (i) di ammontare superiore a 200 milioni di euro, se in misura proporzionale alla quota di partecipazione ovvero (ii) di qualunque importo, se a favore di società non partecipate o se in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;

f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: (i) di importo superiore a 200 milioni di euro, se nell'interesse della Società o di società controllate ovvero nell'interesse di società partecipate non controllate purché la garanzia sia proporzionale alla quota di partecipazione ovvero (ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate, e la garanzia non è proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto (i), di importo compreso tra 100 e 200 milioni di euro, il Consiglio conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente;

g) contratti di intermediazione di Eni SpA.

13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri. Nel caso di nomina dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale, la proposta è del Presidente.
14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, e vigila affinché il dirigente disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti dalla legge, nonché sul rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte da detto dirigente.
15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, un Preposto al controllo interno e il Responsabile Internal Audit, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società, e approva le linee di indirizzo dell'attività del Preposto e dell'Internal Audit.
16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.
17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di Autodisciplina di competenza dell'Assemblea.
19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza o delicatezza.

Ai sensi dell'articolo 23.2 dello statuto, il Consiglio delibera altresì: sulle operazioni di fusione per incorporazione e di scissione proporzionale di società partecipate almeno al 90%; sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie; sull'adeguamento dello statuto alle disposizioni normative.
Il Consiglio può, inoltre, nel corso dell'esercizio, deliberare la distribuzione agli azionisti di acconti sul dividendo, come consentito dall'art. 29.3 dello statuto.
Il Consiglio, nella riunione del 30 giugno 2008, ha attribuito al Presidente, Roberto Poli, deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24.1 dello statuto. Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.
Nella riunione dell'11 giugno 2008, il Consiglio ha individuato Saipem SpA, Snam Rete Gas SpA, Eni International BV e Polimeri Europa SpA quali società controllate aventi rilevanza strategica, ai fini dell'approvazione delle operazioni di cui al punto 12 dei menzionati poteri.
Nella riunione del 18 gennaio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo.
Nella riunione dell'11 marzo 2010 il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato, efficace e effettivamente funzionante il complessivo sistema di controllo interno di Eni. Nella stessa riunione, il Consiglio ha altresì verificato, ai sensi dell'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari e ha altresì valutato come adeguati i poteri e i mezzi allo stesso attribuiti per l'esercizio dei suoi compiti.
Nella riunione del 12 febbraio 2009, il Consiglio, con il parere del Comitato per il controllo interno, ha approvato le Linee Guida sulle operazioni con interessi degli amministratori (e dei sindaci) e con parti correlate[36].

(36) Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

Nella riunione del 25 febbraio 2010, il Consiglio ha provveduto all'autovalutazione relativa alla propria composizione e al suo funzionamento[37].

Riunioni e funzionamento

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 10 settembre 2009, ha approvato un nuovo regolamento sulle modalità di convocazione e svolgimento delle proprie riunioni. In particolare, il Consiglio è convocato dal Presidente che, di concerto con l'Amministratore Delegato, definisce l'ordine del giorno e lo invia agli amministratori, ai sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo finanziario di Eni, almeno cinque giorni prima di quello fissato per la riunione. Nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 12 ore prima dell'ora fissata per la riunione. Lo statuto consente che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza, e tali modalità sono specificamente disciplinate nel regolamento.

Di norma, contestualmente all'avviso di convocazione e comunque non oltre i tre giorni precedenti la data della riunione, è messa a disposizione degli amministratori, dei sindaci effettivi e del Magistrato della Corte dei conti la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno, con l'eccezione delle informazioni *price-sensitive* che non sono oggetto di preventiva comunicazione. Alle riunioni consiliari sono invitati, di regola, i *manager* della Società e delle sue controllate, per fornire informazioni sulle specifiche materie all'ordine del giorno. Sono inoltre fornite specifiche informative sui singoli settori in cui si articola l'operatività della Società e del Gruppo.

In base a quanto previsto dall'art. 2391 del Codice Civile e dal Codice Eni, prima della trattazione di ciascun punto all'ordine del giorno della riunione consiliare, ciascun amministratore è tenuto a segnalare eventuali interessi, per conto proprio o di terzi, di cui sia portatore in relazione alle materie o questioni da trattare, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata. Le operazioni in cui un amministratore o un sindaco ha un interesse o è parte correlata sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate il 12 febbraio 2009 dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno.

Nel corso del 2009, il Consiglio di Amministrazione si è riunito 17 volte con una durata media di 3 ore e 17 minuti circa. Nel 2009, ha partecipato alle riunioni consiliari in media il 98,7% degli amministratori e, in particolare, il 98,3% degli amministratori indipendenti. Nell'esercizio in corso, alla data 11 marzo 2010, si sono tenute 5 riunioni, inclusa quella tenutasi in pari data. Entro la fine dell'esercizio sono previste altre 12 riunioni.

È data preventiva notizia al pubblico, usualmente entro la chiusura dell'esercizio, delle date delle riunioni del Consiglio di Amministrazione per l'esame del preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali previste dalla normativa vigente, nonché per la determinazione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e la formulazione all'Assemblea della proposta del dividendo a saldo, corredate delle relative date di messa in pagamento e di stacco cedola. Il calendario finanziario è disponibile sul sito internet di Eni[38].

Il Codice Eni rimette agli amministratori indipendenti la facoltà di riunirsi in assenza degli altri amministratori per la discussione di temi giudicati di interesse per il funzionamento del Consiglio di Amministrazione. Tale espressa previsione di convocarsi autonomamente è stata richiesta dagli amministratori indipendenti stessi, per una maggiore flessibilità, in relazione alle effettive esigenze. Nel corso del 2009 gli amministratori indipendenti, tenuto conto della frequenza delle riunioni consiliari, hanno avuto numerose occasioni di incontro, riunendosi anche informalmente, per scambi di riflessioni e confronti.

Nelle tabelle allegate alla presente Relazione è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di appartenenza.

Autovalutazione

In linea con le *best practice* internazionali e come previsto dal Codice Eni, conformemente alle previsioni del Codice di Borsa, il Consiglio ha dato corso, per il quarto anno consecutivo, al programma di autovalutazione (cd. *board review*) del Consiglio e dei comitati consiliari.

Il Consiglio di Amministrazione ha effettuato la valutazione avvalendosi – come disposto dal Codice Eni, al fine di assicurare la massima oggettività al processo – dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, la società Spencer Stuart, incaricata all'esito di una formale procedura di gara.

Il lavoro di Spencer Stuart ha riguardato: (i) la dimensione, la composizione, il livello di funzionamento e di efficienza del Consiglio e dei Comitati; (ii) l'identificazione degli elementi che possono impedire o migliorare la funzionalità e l'efficienza del Consiglio stesso; (iii) l'efficacia delle azioni migliorative intraprese a seguito della precedente *board review* e la verifica del livello di soddisfazione degli amministratori sulla loro realizzazione; (iv) il confronto delle procedure e delle prassi adottate dal Consiglio di

(37) Per maggiori dettagli, si rinvia al paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.
(38) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/investor-relations/calendario-finanziario/calendario-finanziario.shtml.

Eni con le *best practices* utilizzate dalle principali società italiane ed estere.

La *board review* si è basata su un questionario predisposto dal consulente e su approfondite interviste individuali svolte dal consulente con i singoli Consiglieri. I risultati sono stati presentati al Consiglio, che li ha discussi nella riunione del 25 febbraio 2010.

Il Consiglio ha innanzitutto confermato alcune aree di eccellenza quali: (i) l'appropriata dimensione dell'organo consiliare e la costante partecipazione dei Consiglieri alle riunioni; (ii) la trasparenza dell'esposizione degli argomenti in Consiglio e la disponibilità della dirigenza a fornire in Consiglio tutti gli approfondimenti richiesti; (iii) il soddisfacente livello nella quantità e qualità delle informazioni fornite, anche nel periodo intercorrente tra una riunione e l'altra del Consiglio, e il puntuale aggiornamento ricevuto sull'evoluzione normativa e regolamentare; (iv) l'accurata verbalizzazione delle riunioni e delle decisioni consiliari; (v) il proficuo e accurato lavoro svolto dai comitati, con particolare riguardo al Comitato per il controllo interno e all'*Oil-Gas Energy Committee*.

I Consiglieri hanno altresì convenuto di procedere, in un'apposita riunione, ad un'analisi approfondita dei risultati della *board review* e del confronto con le *best practice*, in particolare al fine di individuare le modalità più opportune per: (i) consentire al Consiglio di focalizzare la propria attenzione sui temi più strategici e di indirizzo e (ii) valorizzare il contributo degli amministratori non esecutivi.

Formazione del Consiglio di Amministrazione

In linea con le previsioni del Codice Eni sull'efficace e consapevole svolgimento del proprio ruolo da parte di ciascun amministratore, Eni ha predisposto, per il Consiglio in carica, subito dopo la relativa nomina, un piano di formazione (cd. "*board induction*") che permettesse ai nuovi amministratori di acquisire una puntuale conoscenza dell'attività e dell'organizzazione della Società, del settore di riferimento e del ruolo da svolgere in relazione alle specificità di Eni. Il programma, che ha coinvolto anche i nuovi membri del Collegio Sindacale, ed al quale sono stati comunque invitati a prender parte anche gli altri componenti dei due organi, ha avuto inizio il 30 giugno 2008 e si è svolto attraverso l'articolazione di un ciclo di incontri dedicati all'approfondimento delle tematiche individuate, attraverso il coinvolgimento del *top management* aziendale e la partecipazione di relatori esterni di riconosciuta professionalità. Gli incontri hanno riguardato: (i) responsabilità, obblighi, poteri, composizione e funzionamento del Consiglio di Amministrazione; (ii) il mercato ed il settore di riferimento; (iii) l'organizzazione; (iv) il *business* del Gruppo; (v) la gestione aziendale; (vi) la Sostenibilità e l'etica della gestione d'impresa; (vii) l'innovazione tecnologica.

Nel 2009 sono stati inoltre effettuati approfondimenti su tematiche di *business* ancora oggi in corso. In tale contesto è, ad esempio, previsto che le riunioni consiliari si possano tenere in luoghi diversi dalle sedi sociali, anche all'estero, al fine di accrescere la conoscenza dell'operatività aziendale.

Relazione sui Compensi

Criteri Generali

Il Sistema di Remunerazione Eni ha lo scopo di rafforzare valori, capacità e comportamenti coerenti con la cultura e la strategia dell'azienda attraverso il riconoscimento delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti, della qualità dell'apporto professionale e delle potenzialità di sviluppo della risorsa, nell'ambito dei riferimenti dei mercati retributivi internazionali di riferimento.

Nella politica generale di remunerazione Eni assumono particolare rilevanza i sistemi di incentivazione variabile collegati al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del *business* ed operativi definiti in ottica di sostenibilità dei risultati e di creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte temporale di medio/lungo periodo, in coerenza con il Piano strategico di Eni.

Completano il sistema di remunerazione i *benefit* consistenti nell'offerta di beni e servizi di natura prevalentemente previdenziale e assistenziale.

Regole di governance

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea. La remunerazione degli amministratori investiti di particolari deleghe (Presidente e Amministratore Delegato), è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale.

I criteri generali della remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche[39] sono approvati dal Consiglio di Amministrazione, sulla base delle proposte del *Compensation Committee* che ha esaminato le indicazioni dell'Amministratore Delegato.

Struttura retributiva

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2005, il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli Amministratori (115.000 euro) e il compenso variabi-

(39) Dirigenti che insieme all'Amministratore e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione Eni e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato.

le determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Il compenso variabile è corrisposto al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli Amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 25 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni, nel 2008, si è collocata al quarto posto.

L'11 giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2006, un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. Per i Presidenti dei Comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli altri componenti il compenso annuo è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di Comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha, infine, confermato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci già autorizzata dall'Assemblea del 25 maggio 2006.

La struttura della remunerazione del Presidente, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una componente fissa e una componente variabile connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente.

La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale è costituita da una componente fissa, in relazione alle deleghe conferite, da una componente variabile annuale connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) stabiliti per l'esercizio precedente e da una componente variabile di lungo termine articolata in due piani distinti aventi differenti condizioni di *performance* aziendale, definite in un orizzonte temporale triennale e misurate sia in termini assoluti sia in termini relativi rispetto ad un *peer group* di settore.

La struttura della remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche e delle altre risorse manageriali è composta da una retribuzione fissa, determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori *oil*, industria e servizi) e con adeguamenti annuali stabiliti per merito (continuità della *performance* individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità), da una retribuzione variabile annuale connessa al raggiungimento di specifici obiettivi economici, finanziari e operativi e da una retribuzione variabile di lungo termine, collegata a condizioni di *performance* aziendali misurate in un orizzonte temporale triennale.

Nell'anno 2009 la remunerazione variabile annuale del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2008 approvati dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del *Compensation Committee*, definiti in coerenza con il Piano strategico e il *budget* annuale in termini di EBITDA *adjusted*, *Performance* Operativa delle Divisioni, Riduzione costi aziendali e Mantenimento del posizionamento negli indici di sostenibilità. I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione, e hanno condotto alla determinazione di un punteggio di *performance* pari a 120 nella scala di misurazione 85 (minimo) - 130 (massimo), utilizzato ai fini della determinazione della remunerazione variabile da erogare.

Il 25 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'eliminazione, per l'anno 2009, del Piano di *stock option* Eni e il mantenimento del Piano di incentivazione monetario differito per il triennio 2009-2011. Tale Piano, rivolto a tutte le risorse manageriali e focalizzato sulla crescita del *business* e sull'efficienza operativa, prevede l'attribuzione di un incentivo che potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. *budget*, a scenario costante) definiti per il triennio di riferimento.

Come strumento di incentivazione alternativo al Piano di *stock option*, il *Compensation Committee* ha definito un nuovo Piano di incentivazione di lungo termine per le risorse manageriali critiche che sarà sottoposto all'approvazione del Consiglio di Amministrazione nel 2010. Un piano analogo è stato approvato nel 2009 a favore dell'Amministratore Delegato; tale piano prevede l'attribuzione di un incentivo che potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa alla variazione del parametro utile netto *adjusted* + *Depletion Depreciation & Amortization* (DD&A) misurata nel triennio 2009-2011 in termini relativi rispetto alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Nel corso del 2009 è giunto a compimento il periodo di maturazione (*vesting*) del Piano di incentivazione di lungo termine attribuito nel 2006, costituito da un Piano di incentivazione monetario differito, rivolto alle risorse manageriali, e da un Piano di *stock option*, rivolto solo alle risorse manageriali che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico. Sulla base dei risultati conseguiti nel periodo

2006-2008, verificati dal *Compensation Committee*, il Consiglio di Amministrazione del 25 marzo 2009 ha determinato: (i) con riferimento al Piano di incentivazione monetario differito il moltiplicatore del 143% da applicare all'importo promesso nel 2006, calcolato in funzione della *performance* realizzata in termini di EBITDA Eni; (ii) con riferimento al Piano di *stock option* la percentuale del 47% di opzioni esercitabili da applicare al numero di opzioni assegnate nel 2006, calcolata in funzione della *performance* conseguita in termini di TSR relativo Eni.

L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale, ha partecipato ad entrambi i Piani.

Nell'anno 2009, la struttura della remunerazione del Presidente, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei Direttori Generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	66%	22%	46%	50%
Remunerazione varibile (connessa a risultati)	34%	27%	32%	31%
Incentivazione di lungo termine (connessa a risultati) [a]		51%	22%	19%
Totale	100%	100%	100%	100%

(a) Valorizzazione dell'incentivo monetario differito (attualizzato) nell'ipotesi dei risultati *target*.

In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio di Eni SpA, sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivazione di lungo termine attribuita agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai dirigenti con Responsabilità Strategiche; (iii) le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai Direttori Generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche; (iv) le indennità di fine rapporto degli amministratori[40].

Comitati del Consiglio[41]

Il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati, due dei quali previsti dal Codice di Autodisciplina, con funzioni consultive e propositive: a) il Comitato per il controllo interno, b) il *Compensation Committee* e c) l'*Oil-Gas Energy Commitee*. La composizione, i compiti ed il funzionamento dei comitati sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.

I comitati previsti dal Codice (Comitato per il controllo interno e *Compensation Committee*) sono composti da non meno di tre membri e comunque in numero inferiore alla maggioranza dei membri del Consiglio. Tutti i comitati devono essere composti da amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati hanno la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei loro compiti, dispongono di risorse finanziarie adeguate e della facoltà di avvalersi di consulenti esterni nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione. Alle riunioni dei comitati possono partecipare anche soggetti che non ne siano membri, su espresso invito e con riferimento a singoli punti dell'ordine del giorno. Ai lavori del Comitato per il controllo interno partecipa il Presidente del Collegio Sindacale o un Sindaco effettivo da lui designato. Le riunioni dei comitati sono verbalizzate a cura dei rispettivi Segretari.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008 sono stati nominati componenti dei comitati i seguenti amministratori non esecutivi, tutti indipendenti:

- Comitato per il controllo interno: Marco Reboa (Presidente), Francesco Taranto, Pierluigi Scibetta e Paolo Marchioni;
- *Compensation Committee*: Mario Resca (Presidente), Francesco Taranto, Alberto Clô e Paolo Andrea Colombo;
- *Oil-Gas Energy Committee* (OGEC): Alberto Clô (Presidente), Marco Reboa, Mario Resca, Paolo Andrea Colombo e Pierluigi Scibetta.

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede che il Consiglio di Amministrazione valuti se costituire un Comitato per le nomine soprattutto nei casi in cui il Consiglio stesso rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa. Il Comitato non è mai stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della Società, nonché della circostanza che, ai sensi di legge e statuto, gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti.

(40) Informazione resa anche ai sensi dell'art. 123-*bis*, primo comma lettera i), del Testo Unico della Finanza.
(41) Informazione resa ai sensi dell'art. 123-*bis*, secondo comma, lettera d) del Testo Unico della Finanza.

I regolamenti dei tre Comitati sono disponibili sul sito *internet* di Eni.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato, nel corso del 2009, si è riunito 20 volte, con la partecipazione media di circa il 94% dei suoi componenti[42].

La composizione, la nomina e le modalità di funzionamento, i compiti, i poteri e i mezzi del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento di cui il Consiglio di Amministrazione, a fine dicembre 2009, ha approvato una nuova versione al fine di aggiornarne i contenuti rispetto a quanto previsto in altri documenti aziendali successivi alla sua precedente formulazione, risalente al marzo 2007.

Di seguito una sintesi dei principali argomenti esaminati nel corso dell'anno:

(i) il consuntivo 2008 delle attività dell'Internal Audit Eni, il Piano Integrato di *Audit* 2009 e il *Budget* 2009 dell'Internal Audit di Eni, nonché i relativi stati di avanzamento periodici;

(ii) il consuntivo delle attività del 2008 e il piano per il 2009 delle Funzioni Internal Audit delle controllate Saipem e Snam Rete Gas;

(iii) le risultanze degli interventi di *audit* programmati e non programmati emessi dall'Internal Audit di Eni, nonché gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione delle azioni correttive programmate dalle linee operative per il superamento dei rilievi riscontrati in corso di *audit*, con approfondimenti su alcune tematiche specifiche;

(iv) le risultanze di verifiche svolte dall'Internal Audit di Eni a fronte di specifiche richieste degli organi di controllo;

(v) i *report* periodici sulle segnalazioni, anche anonime, ricevute dall'Eni e dalle società controllate;

(vi) la relazione del Preposto al controllo interno sul sistema di controllo interno di Eni;

(vii) le Linee Guida adottate da Eni in materia di operazioni con interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate;

(viii) l'informativa periodica sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA, anche in relazione alle funzioni di Garante del Codice Etico, incontrando a tal fine anche i componenti dell'Organismo stesso, come previsto dal Modello 231 di Eni;

(ix) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti;

(x) le informative in merito agli sviluppi di alcuni contenziosi ritenuti di particolare interesse, in particolare per quanto concerne l'esame dell'adeguatezza della documentazione a supporto delle valutazioni ai fini della determinazione delle potenziali passività eventualmente connesse a tali procedimenti e della redazione del testo delle relative disclosure al mercato nell'ambito del processo di predisposizione della relazione finanziaria annuale e semestrale;

(xi) le Relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'assetto amministrativo e contabile di Eni al 31 dicembre 2008 e al 30 giugno 2009, verificando l'adeguatezza dei poteri e mezzi a disposizione del *Chief Financial Officer* in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari. In tale ambito l'esame è stato focalizzato sulle principali modifiche organizzative intervenute alla fine del secondo semestre 2009 nell'area del CFO, in particolare per quanto concerne le attività amministrative;

(xii) le relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno dell'informativa finanziaria societaria al 31 dicembre 2008 e al 30 giugno 2009 e l'aggiornamento al 30 novembre 2009;

(xiii) le connotazioni essenziali dei bilanci di esercizio e consolidati al 31 dicembre 2008, incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative di Eni e delle principali società controllate e di quelle soggette alla disciplina del cd. "*unbundling*", nonché i Presidenti o altri componenti del Collegio Sindacale di ciascuna società e i *partner* della società di revisione incaricata di esprimere il giudizio sui singoli bilanci; la rappresentazione nel bilancio di specifiche operazioni e/o partecipazioni; la bozza di relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2009 con particolare riferimento all'applicazione del principio contabile internazionale IAS 36 agli *asset* dei principali settori di attività Eni; le relazioni della società di revisione sulla relazione finanziaria annuale 2008 e sulla relazione finanziaria semestrale 2009;

(xiv) gli aspetti principali dell'*Annual Report on Form* 20-F 2008 e le novità connesse all'applicazione dell'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (IFRIC) 12, l'informativa sullo stato di

(42) Per un maggiore dettaglio dei compiti del Comitato per il controllo interno, si veda il paragrafo "Sistema di controllo interno" della Relazione.

attuazione delle attività SOA e l'aggiornamento sul Programma Antifrode 2009;

(xv) la bozza di relazione degli Amministratori ai sensi dell'art. 2433-*bis* c.c. sull'acconto dividendo dell'esercizio 2009;

(xvi) il capitolo sul sistema di controllo interno da inserire nella Relazione sul governo societario del bilancio 2008;

(xvii) il rapporto sulle relazioni delle società di revisione sui bilanci dell'esercizio 2008, l'approccio e la strategia di revisione per gli anni 2008 e 2009 e la comunicazione della società di revisione sugli esiti dell'attività di revisione contabile sui controlli interni che sovrintendono al processo di redazione del bilancio consolidato di Eni per l'anno 2008 ai sensi della sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act*;

(xviii) l'informativa sulla gara realizzata nel secondo semestre 2009 per l'assegnazione dell'incarico di revisione contabile del bilancio e di revisione del sistema dei controlli interni ai sensi del *Sarbanes Oxley Act* del Gruppo Eni per il novennio 2010 – 2018;

(xix) il modello organizzativo e di controllo adottato da Eni per garantire gli adempimenti stabiliti dalla Delibera VIS n. 109/08 dell'11 dicembre 2008 dell'AEEG, in tema di divieto di traslazione nei prezzi dell'onere previsto dall'art. 81 del D.L. 25/06/08 n. 112[43] ("Modello di Controllo Prezzi al Consumo");

(xx) le principali connotazioni del modello organizzativo aziendale in materia di Salute, Sicurezza e Ambiente;

(xxi) l'aggiornamento delle Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari;

(xxii) gli esiti del "Programma Attuazione *Unbundling*" avviato nel 2007, con particolare riferimento agli interventi organizzativi realizzati e agli adempimenti necessari per il rispetto dell'evoluzione normativa comunitaria e nazionale in materia;

(xxiii) gli elementi caratterizzanti l'attuale sistema normativo di Eni e lo stato dell'arte delle iniziative di miglioramento avviate dalla Società a metà 2009 per razionalizzarne l'architettura e le modalità di gestione in un'ottica di semplificazione e maggiore fruibilità, salvaguardandone la relativa efficacia;

(xxiv) le principali attività svolte dal gruppo di lavoro dedicato alla tematica dei "Sistemi di Misurazione Gas";

(xxv) le principali connotazioni delle attività di *Security* in Eni, con particolare riferimento all'organizzazione, alle modalità ed ai costi di funzionamento della struttura aziendale dedicata;

(xxvi) il *report* periodico sulle azioni disciplinari per comportamenti illeciti dei dipendenti predisposto dalle competenti strutture della funzione Risorse Umane e Organizzazione ai sensi delle normative aziendali;

(xxvii) le principali caratteristiche dei processi di funzionamento ICT e le principali iniziative in corso finalizzate al rafforzamento della sicurezza dei sistemi informativi e alla prevenzione dei delitti informatici e del trattamento illecito dei dati ai sensi del D. Lgs. 231/01.

Compensation Committee

Il Comitato, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) Piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (ii) criteri generali per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) obiettivi e risultati dei Piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee*, nel corso del 2009, si è riunito 13 volte, con la partecipazione del 96% dei suoi componenti e in particolare ha formulato al Consiglio le proposte riguardanti: (i) i risultati Eni 2008 e gli obiettivi Eni 2009 ai fini dei Piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (ii) la remunerazione variabile del Presidente, dell'Amministratore Delegato e degli Amministratori sulla base dei risultati dell'anno 2008; (iii) i criteri della politica retributiva dei dirigenti con responsabilità strategica; (iv) la definizione del Piano di incentivazione di lungo termine 2009 di tipo monetario per l'Amministratore Delegato, in sostituzione e a compensazione del Piano di *stock option* Eni; (v) la definizione del Piano di incentivazione di lungo termine 2010, sostitutivo del Piano di *stock option*, per le risorse manageriali critiche; (vi) la definizione del Piano di incentivazione monetario differito 2009-2011 per le risorse manageriali; (vii) l'attuazione 2009 del Piano di incentivazione monetario differito e la relativa attribuzione in favore dell'Amministratore Delegato.

La composizione, la nomina e le modalità di funzionamento, i compiti, i poteri e i mezzi del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione[44].

(43) Convertito in Legge 6 agosto 2008, n.133.

(44) http://www.eni.com/it_IT/governance/comitati/comitati.shtml.

Oil-Gas Energy Committee

L'*Oil-Gas Energy Committee* (OGEC) è stato costituito dal Consiglio di Amministrazione con il compito di monitorare l'evoluzione e gli scenari dei mercati energetici internazionali e di analizzare le dinamiche del contesto competitivo. L'OGEC ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione, specie in relazione alla elaborazione dei Piani Strategici di Eni e alla verifica della coerenza delle linee di azione adottate nei Piani pluriennali.

L'OGEC si è riunito 10 volte nel corso 2009, con una presenza dell'80% dei cinque Consiglieri di cui è composto. Agli incontri hanno spesso partecipato anche il Presidente e altri Consiglieri.

Nei primi incontri dell'anno il Comitato si è riunito con l'intento di monitorare gli effetti indotti dalla crisi economica e finanziaria sul mercato energetico mondiale e nazionale, al fine di consentire al Consiglio di Amministrazione la valutazione dei possibili impatti su Eni e la definizione di adeguate e tempestive contromisure.

L'OGEC ha dedicato ampio spazio all'esame dello scenario dei prezzi del petrolio e del gas naturale, importante riferimento per la pianificazione strategica aziendale e la valutazione degli investimenti. Particolare rilievo ha assunto l'analisi dei meccanismi di formazione dei prezzi del petrolio e dei mercati finanziari a esso riferiti.

Nel corso dell'anno, l'OGEC ha avviato la riflessione sulle sfide fondamentali oggetto del *Master Plan* Strategico, che possono avere un impatto molto rilevante sull'evoluzione dei mercati e dunque sui *business* di Eni. Anche in tale ottica, sono state dedicate due riunioni all'evoluzione del mercato del gas in Europa, caratterizzato da forti incertezze sull'andamento della domanda e dell'offerta.

La composizione, la nomina e le modalità di funzionamento, i compiti, i poteri e i mezzi del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione[45].

Direttori Generali delle Divisioni

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali[46] (*Chief Operating Officer*), definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali sulla base di dichiarazioni effettuate dai Direttori stessi; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica.

I Direttori Generali devono altresì rispettare quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi, con riferimento alla disciplina prevista per l'Amministratore Delegato.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni:

- **Claudio Descalzi**, Direttore Generale della Divisione Exploration & Production;
- **Domenico Dispenza**, Direttore Generale della Divisione Gas & Power;
- **Angelo Caridi**, Direttore Generale della Divisione Refining & Marketing.

Nella riunione dell'11 febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti.

Il Collegio Sindacale[47]

Compiti

Il Collegio Sindacale, ai sensi del Testo Unico della Finanza, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dello statuto; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iii) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Borsa cui la Società si attiene; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi informativi previsti dalla legge.

Ai sensi del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore. Ai sensi del Codice Eni, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. L'esito dell'attività di vigilanza svolta è riportato nella Relazione predisposta ai sensi dell'art. 153 del Testo Unico della Finanza ed allegata alla documentazione di bilancio.

Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla *Stock Exchange Commission* (SEC) agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'or-

(45) http://www.eni.com/it_IT/governance/comitati/comitati.shtml.
(46) Per maggiori dettagli, si rinvia alla pagina del sito internet contenente anche l'organigramma aziendale: http://www.eni.com/it_IT/azienda/organigramma/organigramma.shtml.
(47) Informazione resa ai sensi dell'art. 123-*bis*, secondo comma, lettera d) del Testo Unico della Finanza.

gano che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa SEC. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni ad esso attribuite ai sensi della citata normativa statunitense[48]; il testo del regolamento è disponibile sul sito internet di Eni[49].

Composizione e nomina

Secondo le previsioni del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale si compone di un numero di membri effettivi non inferiore a tre e di supplenti non inferiore a due.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato.

Analogamente a quanto previsto per il Consiglio di Amministrazione e conformemente alle disposizioni applicabili, lo statuto prevede che i sindaci siano nominati mediante voto di lista in cui i candidati sono elencati in numero progressivo; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza.

In particolare, hanno diritto di presentare liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie.

Eni applica le norme speciali previste dalla Legge n. 474/1994 con riferimento alla modalità e ai tempi di presentazione e deposito delle liste, parzialmente differenti da quanto prescritto dal Regolamento Emittenti Consob. Eni, tuttavia, al fine di favorire la massima trasparenza al processo di elezione, ha fatto proprie quelle disposizioni dettate da Consob non presenti nella norma speciale, applicandole volontariamente e prevedendolo espressamente in statuto (art. 28).

Le liste sono corredate dalle informazioni relative al socio o ai soci che presentano la lista, dalle dichiarazioni, rese da ciascun candidato, attestanti il possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza normativamente prescritti, nonché dal relativo *curriculum* personale e professionale.

Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e sono pubblicate su tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito internet della Società.

La procedura di nomina avviene secondo le modalità già descritte con riferimento al Consiglio di Amministrazione.

La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale. In caso di sostituzione di un sindaco tratto dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista; in caso di sostituzione di un sindaco tratto dalle altre liste, subentra il sindaco supplente tratto da tali liste.

Ai sensi dell'art. 28.2 dello statuto, conformemente alle prescrizioni del Testo Unico della Finanza, l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010: Ugo Marinelli, Presidente, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Pietro Alberico Mazzola, sindaci supplenti. L'Assemblea ha determinato altresì il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione si sindaco.

Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Francesco Bilotti sono stati eletti dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, titolare del 20,30% del capitale sociale.

Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Pietro Alberico Mazzola sono stati eletti dalla lista presentata da investitori istituzionali, titolari dell'1,10% del capitale sociale.

Si forniscono di seguito alcune informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei Sindaci effettivi.

UGO MARINELLI

Nato nel 1941. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università Luiss di Roma. È Docente di Revisione Aziendale presso la Facoltà di Economia "Federico Caffè" della Università degli Studi di Roma Tre. È Dottore Com-

(48) Il Regolamento è stato modificato il 30 marzo 2007 per tenere conto delle innovazioni introdotte dal D. Lgs. 303/06 all'art. 159, comma 1, del Testo Unico della Finanza e dal Codice Eni, nonché per adeguare i riferimenti alle variazioni organizzative intervenute rispetto al 15 giugno 2005, quando venne approvato il precedente regolamento.
(49) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/collegio-sindacale/collegio-sindacale.shtml.

mercialista e Revisore Contabile. Ha svolto la sua carriera professionale (dal 1965 al 2000) con la Arthur Andersen, ricoprendo incarichi di crescente responsabilità a livello nazionale ed internazionale. Esperto di principi contabili internazionali; è stato componente dell'EFRAG – *European Financial Reporting Advisory Group* –, organismo tecnico consultivo della Commissione Europea per l'omologazione ("*endorsement*") dei principi contabili internazionali emanati dallo IASB – *International Accounting Standards Board*. Svolge attività professionale di consulenza aziendale nel campo dei sistemi di gestione dei rischi e di controllo interno. Ricopre ed ha ricoperto incarichi presso diverse società. Attualmente è Presidente del Collegio Sindacale di A D Moving SpA, di Società Energie Rinnovabili SpA e della controllata Società Energie Rinnovabili 1 SpA. È Presidente del Collegio dei Revisori di Civita ed è Consigliere di Amministrazione di Fingold SpA. Dal giugno 2008 è Sindaco effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di Eni.

ROBERTO FERRANTI

Nato nel 1947. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università degli Studi "La Sapienza" di Roma. È revisore contabile. Nel 1987 assume la funzione di Direttore della Divisione VI dell'Ispettorato Generale del Bilancio – Ragioneria Generale dello Stato – e nel 1992 quelle di Direttore della divisione II dell'Ispettorato Generale del Bilancio. Nel 1994 è reggente dell'ufficio Finanza Pubblica presso l'Ispettorato Generale del Bilancio e dal 1997 assume l'incarico di Direttore dell'Ufficio di Finanza Pubblica. Ha fatto parte di gruppi di lavoro per la elaborazione di alcune sezioni della relazione Generale sulla Situazione economica del Paese, per la revisione del conto riassuntivo del Tesoro. Ha espletato incarichi di docenza presso la Ragioneria Generale dello Stato. È stato Presidente del Collegio Sindacale di Equitalia Piacenza SpA e di Equitalia Spezia SpA e membro del Collegio Sindacale della SIMEST SpA. Attualmente ricopre le seguenti cariche: Presidente del Collegio dei Revisori dei Conti dell'Agenzia Nazionale Sicurezza Volo, Componente del Collegio dei Revisori dei conti della Federazione Italiana Nuoto; Presidente del Collegio dei Revisori dei conti del Registro Italiano Navale; Componente del Consiglio di amministrazione di Equitalia Cerit SpA di Firenze. Da luglio 2009 ricopre l'incarico di Ispettore Generale Capo dell'Ispettorato generale per la Contabilità e la Finanza pubblica. Dal giugno 2008 è Sindaco effettivo di Eni.

LUIGI MANDOLESI

Nato nel 1943. Dopo la Laurea in Economia e Commercio all'Università La Sapienza di Roma, diventa Dottore Commercialista e Esperto Contabile nel 1966 e Revisore Contabile nel 1995. Già Presidente del Collegio dei Ragionieri Commercialisti di Roma, Rieti e Velletri, ricopre la carica di Vice Presidente dell'Ordine dei Dottori Commercialisti ed esperti contabili di Roma, Rieti, Tivoli e Velletri. È socio dello studio professionale "Studio Commercialisti Associati Luigi e Massimo Mandolesi. È Presidente del Collegio Sindacale di Procter & Gamble Holding Srl, Finamca, Impreme, Albergo Centrale, Edev Italia e Edf en Italia; sindaco effettivo di Altec, Pietro Mezzaroma e Figli, Larimart e Fondazione Luca Pacioli e Consigliere di Amministrazione di Villa Margherita e Finconcordia. Dal giugno 2008 è Sindaco effettivo di Eni.

TIZIANO ONESTI

Nato nel 1960. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. È Professore ordinario di Economia Aziendale presso l'Università degli Studi di Roma Tre e insegna Contabilità e Bilancio presso la LUISS "Guido Carli" di Roma. È autore di numerose pubblicazioni su vari argomenti di ragioneria ed economia aziendale e svolge continuamente attività di ricerca e di alta formazione specializzata. Ricopre attualmente l'incarico di coordinatore scientifico del Master Interfacoltà sulle Amministrazioni Pubbliche MIFAP dell'Università degli Studi di Foggia ed è componente dei comitati scientifici ed editoriali di alcune primarie riviste nazionali. È consulente di alcune primarie imprese italiane e multinazionali, soprattutto in materia di valutazione di aziende e rami d'azienda, operazioni straordinarie, bilancio civilistico e IAS/IFRS, svolgendo altresì, per le materie di propria competenza, il ruolo di consulente tecnico di parte o di ufficio nell'ambito di procedimenti civili e penali. Ha svolto e svolge incarichi di consigliere d'amministrazione, di sindaco, di revisore dei conti e di liquidatore. È Presidente del Collegio Sindacale di AGI SpA, NewCo Rai International SpA; PM&Partners SpA SGR, Servizi Aerei SpA, nonché Presidente del Collegio dei revisori dell'Agenzia Autonoma per la gestione dell'Albo dei Segretari Comunali e Provinciali. È altresì sindaco effettivo di Euler Hermes Siac SpA e liquidatore di American Express Company SpA in liquidazione, È consigliere indipendente di Gruppo Editoriale L'Espresso SpA e del Fondo Pensione per il Personale della Banca di Roma. Da giugno 2008 è Sindaco Effettivo di Eni.

GIORGIO SILVA

Nato nel 1945. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano, è iscritto all'Albo dei Dottori Commercialisti di Busto Arsizio dal 4 luglio 1975 e all'Albo di Varese dal 3 maggio 1989. Revisore Ufficiale dei conti dal 1981, revisore contabile dal 1995 (D.M. 12/04/1995 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 31 *bis* del 21.4.1995). Responsabile amministrativo di importanti società industriali dal 1965 al 1973. Dirigente nel settore fiscale della società di revisione Peat Marwick & Mitchell (ora KPMG) di Milano dal 1973 al 1976. Nel 1977 entra nello Studio Legale Tributario L. Biscozzi – A. Fantozzi, attualmente Studio Legale e Tributario Biscozzi

Nobili di cui è socio fondatore. Ha ricoperto in società quotate le cariche di Amministratore in Gemina SpA dal 1996 al 3 maggio 1999, Presidente del Collegio Sindacale di Impregilo SpA dal 1999 al 2 maggio 2005 e ATC Trevisan Cometal SpA fino 7 maggio 2008. Le cariche attualmente ricoperte sono le seguenti: Presidente del Collegio Sindacale di: Kedrios SpA, TSP – Tecnologie e Servizi per il Pubblico Srl; Sindaco Effettivo della società quotata RCS Mediagroup SpA, Sindaco effettivo di: Alitalia Compagnia Aerea Italiana SpA, CAI Second SpA, Air One SpA, Air One Cityliner SpA, Air One Technic SpA, SIA – SSB SpA, Hewlett Packard Italiana Srl, Bolton Alimentari SpA (per completezza, si segnala il ruolo di Sindaco Supplente di Autogrill SpA, CAI First SpA, Nuova Sidap Srl, revisore della Fondazione Corriere della Sera, revisore della Fondazione Candido Cannavò per lo sport e revisore della Provincia di Varese). Relatore in convegni e autore di articoli e pubblicazioni in materia tributaria. È membro degli Organismi di Vigilanza ai fini del D. Lgs. 231/01 di RCS Mediagroup SpA e Luxottica SpA. Dal maggio 2005 è Sindaco effettivo di Eni.

Il *curriculum* personale e professionale dei sindaci è altresì disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione *Corporate Governance*.

Professionalità, onorabilità e indipendenza, cause di ineleggibilità, incompatibilità e decadenza

Come ribadito dal Codice Eni, i sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati. Ai sensi del Testo Unico della Finanza, i sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità stabiliti con regolamento del Ministro della Giustizia di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze[50].

Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello statuto precisa, come richiede il citato regolamento ministeriale, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze (di almeno un triennio) professionali o di insegnamento nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale, ovvero anche attraverso l'esercizio (sempre per almeno un triennio) di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico. I sindaci in carica sono inoltre tutti iscritti nel registro dei revisori contabili.

I sindaci hanno effettuato per la prima volta, in occasione della nomina, le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previsti dalle norme ad essi applicabili ed il Consiglio di Amministrazione ha effettuato le verifiche ad esso rimesse nella riunione del giorno 11 giugno 2008. Successivamente, in ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, volte ad assicurare il possesso da parte dei sindaci dei requisiti di indipendenza, anche in base ai criteri previsti dal Codice medesimo con riferimento agli amministratori, il Collegio Sindacale ha verificato, nelle riunioni del 21 gennaio 2009 e 18 gennaio 2010, che i suoi componenti posseggono tutti i citati requisiti (indipendenza, onorabilità e professionalità) ed il Consiglio di Amministrazione, rispettivamente, nelle riunioni del 26 febbraio 2009 e 11 febbraio 2010, ha effettuato le verifiche ad esso rimesse.

Ai sensi della normativa vigente, infine, non possono assumere la carica di componente dell'organo di controllo di un emittente coloro i quali ricoprono la medesima carica in cinque emittenti. Essi possono rivestire altri incarichi di amministrazione e di controllo in società di capitali italiane entro i limiti fissati dalla Consob in materia, con proprio regolamento. Per effetto di tale disciplina, efficace dal 30 giugno 2008, nel settembre 2008 è stata effettuata da ciascun sindaco effettivo la prima comunicazione a Consob sul rispetto dei citati limiti. Nel mese di luglio 2009, i sindaci effettivi hanno provveduto a fornire a Consob la comunicazione annuale[51] sul numero degli incarichi da essi rivestiti e sul punteggio associato agli incarichi medesimi[52].

Riunioni e funzionamento

Ai sindaci è fornita, contemporaneamente agli amministratori, la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno del Consiglio ed è resa informativa dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato, con periodicità almeno trimestrale e comunque in occasione delle riunioni del Consiglio stesso, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle società controllate, ai sensi dell'art. 23.3 dello statuto.

In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, i sindaci danno notizia al Consiglio di Amministrazione e agli altri sindaci di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società. Le operazioni nelle quali i sindaci hanno un interesse o sono parti correlate sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi di amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno, il 12 febbraio 2009.

Il Collegio Sindacale può riunirsi anche per video o teleconferenza.

Il Collegio Sindacale nel corso del 2009 si è riunito 26 volte. La durata media delle riunioni è stata di 3 ore e 48 minuti

(50) "Regolamento recante norme per la fissazione dei requisiti di professionalità e onorabilità dei membri del Collegio Sindacale delle società quotate da emanare in base all'articolo 148 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58" emanato con decreto 30 marzo 2000, n. 162.

(51) In base a quanto previsto dall'art.144-*quaterdecies* del Regolamento Emittenti la dichiarazione si riferisce agli incarichi rivestiti alla data del 30 giugno di ogni anno, e la relativa comunicazione deve essere trasmessa a Consob entro i quindici giorni seguenti.

(52) Per un maggior dettaglio, si rinvia al *curriculum* e all'elenco degli incarichi rivestiti, allegato alla Relazione del Collegio Sindacale redatta ai sensi dell'art. 153 del Testo Unico della Finanza.

circa. Nel 2009, ha partecipato alle riunioni del Collegio in media il 91% dei sindaci e alle riunioni consiliari in media il 95% dei sindaci.
Nelle tabelle allegate alla presente Relazione è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco alle riunioni del Collegio Sindacale e del Consiglio di Amministrazione.

Sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno è l'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati[53]. Un efficace sistema di controllo interno contribuisce a garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti.
La struttura del sistema di controllo interno è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo[54], il *management* e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina e al *framework* di riferimento "COSO Report"[55].
Ogni specifica articolazione di tale sistema risulta integrata dalle previsioni del Codice Etico che individua, quali valori fondamentali, tra gli altri, la legittimità formale e sostanziale del comportamento dei componenti degli organi sociali e dei propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la trasparenza contabile e la diffusione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo.
Eni è consapevole che gli investitori fanno affidamento sulla piena osservanza, da parte degli organi sociali, del *management* e dei dipendenti tutti, del sistema di regole costituenti il sistema di controllo interno aziendale. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna e in applicazione di quanto previsto dal *Sarbanes-Oxley Act* la ricezione – attraverso canali informativi facilmente accessibili – l'analisi e il trattamento delle segnalazioni ricevute da Eni e dalle società controllate, anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (cd. *whistleblowing*)[56].
Per Eni la cd."cultura del rischio e del relativo controllo" contribuisce a caratterizzare e influenzare l'attitudine e le scelte del *management* nel perseguire gli obiettivi aziendali e nel rappresentarne i relativi risultati. Coerentemente Eni è da tempo impegnata a favorire lo sviluppo e la diffusione a tutto il personale aziendale della sensibilità per le tematiche di controllo interno.
Al fine di assicurare condizioni di sana e corretta gestione dell'attività d'impresa, in coerenza con le strategie e gli obiettivi prefissati, Eni sostiene un approccio preventivo alla gestione dei rischi e volto ad orientare le scelte e le attività del *management* in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, di *regulatory/compliance*, nonché alcuni rischi strategici ed operativi, quali il rischio paese nell'attività *oil&gas* e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. Le modalità con cui il *management* identifica, valuta, gestisce e monitora gli specifici rischi connaturati alla gestione dei processi aziendali sono disciplinate dai diversi strumenti normativi, procedurali ed organizzativi contenuti nel sistema normativo aziendale che, essendo permeati dalla cultura del rischio, ne presidiano il contenimento. Con particolare riferimento ai rischi industriali[57] e ai rischi finanziari, nell'ambito dell'area del CFO sono stati strutturati specifici presidi ed emesse normative di riferimento che verranno periodicamente aggiornate per garantire una gestione organica e trasversale di tali tipologie di rischi. Inoltre, lo sviluppo di programmi di *risk assessment* su specifiche aree concorre a rafforzare ulteriormente la sensibilità del *management* sulla gestione dei rischi e contribuisce al miglioramento e all'efficacia dei processi decisionali.

(53) Uno schema e ulteriori informazioni sono presenti sul sito internet della Società, alla pagina web: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-controllo-interno/sistema-controllo-interno.shtml.
(54) Per maggiori informazioni circa le attività di vigilanza spettanti al Collegio Sindacale sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, anche in veste di *Audit Committee* ai sensi della normativa statunitense, si rinvia al paragrafo "Il Collegio Sindacale – Compiti" della presente Relazione, oltre al successivo paragrafo "Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria".
(55) Cfr. COSO – *Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission* (1992), *Internal Control. Integrated Framework* L'adozione da parte di Eni del COSO Report è richiamata in numerosi documenti, tra cui i principali sono il modello di organizzazione, gestione e controllo Eni ex D. Lgs. n. 231/01 approvato dal Consiglio di Amministrazione nelle riunioni del 15 dicembre 2003, del 28 gennaio 2004 e del 14 marzo 2008; il sistema di controllo Eni sull'informativa societaria – Norme e Metodologie – Il *Release* approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 giugno 2007, nonché nelle "*practices*" di riferimento predisposte dall'Internal Audit.
(56) Eni assicura la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede e sottopone gli esiti delle istruttorie al vertice aziendale e agli organi di controllo e di vigilanza preposti.
(57) Per "rischi industriali" si intendono quei rischi derivanti da eventi che, in caso di accadimento, creano danni al patrimonio aziendale (*property*) e/o a terzi nell'esercizio dell'attività (*casualty*) inclusi quelli che possono subire le persone coinvolte nel processo produttivo.

Nel corso del 2009, in linea con l'evoluzione del modello organizzativo aziendale e in coerenza con la missione e i valori della Società, Eni ha avviato iniziative volte a razionalizzare e integrare il proprio sistema normativo, anche in un'ottica di semplificazione e maggiore fruibilità dello stesso nel rispetto della sua efficacia complessiva. Iniziative analoghe sono state avviate anche sui processi ICT e sono oggetto di valutazione per la razionalizzazione e integrazione del sistema di gestione dei rischi.

Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica ed aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività sociale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, anche in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari. Le principali novità intervenute nel 2009 si inquadrano in un naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso. In particolare per rispondere all'evoluzione del quadro normativo di riferimento è stato aggiornato il Modello 231 per recepire le tipologie di reato di recente inserite nell'ambito di applicazione del D. Lgs. 231/01, come meglio descritto nel seguito, ed è stato adottato uno specifico Modello di Controllo per la prevenzione della traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dall'addizionale delle imposte sul reddito introdotta dal D.L. 112/2008 (Modello di Controllo Prezzi al Consumo).

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno, definendo le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo; in tale ambito definisce, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Nella definizione delle linee, il Consiglio applica la normativa di settore e tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le *best practice* nazionali e internazionali.

Il Consiglio infine, valuta annualmente, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel suo complesso rispetto alle caratteristiche di Eni. Nella riunione dell'11 marzo 2010, il Consiglio ha esaminato la Relazione 2009 del Comitato per il controllo interno (aggiornata alla data 10 marzo 2010) e le considerazioni in essa riportate sullo stato del sistema di controllo interno Eni e, ad esito della disamina, il Consiglio, anche alla luce delle iniziative in corso, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, costituito in Eni nel 1994, ha funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di sistema di controllo interno. È composto esclusivamente da amministratori non esecutivi e indipendenti, in possesso di competenze funzionali allo svolgimento dei compiti che sono chiamati a svolgere[58] e riferisce al Consiglio sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale.

Le relazioni periodiche per il Consiglio di Amministrazione vengono elaborate dal Comitato tenendo conto di quanto rappresentato nelle rispettive relazioni periodiche dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, dal Preposto al controllo interno e dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA ed, in generale, sulla base delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni, che sono:

- esaminare e valutare, unitamente al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, preliminarmente all'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione;
- assistere il Consiglio nella definizione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno;
- esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore Delegato, su specifici aspetti del processo di identificazione dei principali rischi aziendali, nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- sovrintendere alle attività della Direzione Internal Audit e del Preposto al controllo interno; in tale ambito il Comitato esamina, tra l'altro: la proposta del Piano di *Audit* e le eventuali sue variazioni in corso di esercizio; il *budget* della Direzione; le relazioni periodiche e gli indicatori di *performance* sulle attività svolte;
- esaminare e valutare: (i) i rilievi che emergono dai rapporti di *audit* e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del sistema di controllo interno pianificate a valle delle verifiche

(58) Il Codice Eni prevede che siano almeno due – e non solo uno come previsto dal Codice di Autodisciplina di Borsa – i componenti del Comitato in possesso di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria, valutata dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina.

svolte; (ii) le evidenze desumibili dal *reporting* periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, sulla sua adeguatezza ed effettiva applicazione, nonché l'adeguatezza dei poteri e mezzi assegnati al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari; (iii) le comunicazioni e le informazioni ricevute dal Collegio Sindacale e dai suoi componenti in merito al sistema di controllo interno, anche con riferimento agli esiti dell'attività di istruttoria curate dall'Internal Audit a fronte di segnalazioni ricevute anche in forma anonima (cd. *whistleblowing*); (iv) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle *management letter* emesse dalla società di revisione[59]; (v) le relazioni periodiche dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico; (vi) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e di quelle del Preposto al controllo interno; (vii) le informative sul sistema di controllo interno relativo alle strutture della Società anche nell'ambito di incontri periodici con il *management* e le informative sulle indagini ed esami svolti da terzi;

- svolgere specifiche ulteriori attività finalizzate all'espressione di analisi e pareri in merito alle materie di competenza, in base alle richieste di approfondimento formulate dal Consiglio ed in particolare esprimere un parere sulle regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse in proprio o per conto terzi, svolgendo gli ulteriori compiti ad esso assegnati in tale contesto, tra cui l'esame ed il rilascio di un proprio parere su determinate tipologie di operazioni.

Per il resoconto dettagliato delle attività svolte dal Comitato nel 2009 si rimanda allo specifico paragrafo della Relazione riportato in precedenza.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. A tal fine, cura l'identificazione dei principali rischi aziendali e, nel dare esecuzione alle linee di indirizzo in materia di sistema di controllo interno definite dal Consiglio, provvede alla relativa progettazione, realizzazione e gestione. All'Amministratore spetta inoltre il compito di verificare costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficienza e l'efficacia del sistema di controllo interno, curandone l'adattamento all'operatività aziendale e alle norme vigenti. Con riferimento al sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, tali compiti sono svolti nel rispetto del ruolo attribuito dalla legge al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari: per maggiori approfondimenti si rinvia al relativo paragrafo.

Persone di Eni - *Management*

Come sancito nell'ambito del Codice Etico, la responsabilità di realizzare un sistema di controllo interno efficace è comune a ogni livello della struttura organizzativa di Eni; di conseguenza, tutte le Persone di Eni, nell'ambito delle funzioni e responsabilità ricoperte, sono impegnate nel definire e nel partecipare attivamente al corretto funzionamento del sistema di controllo interno. L'Amministratore Delegato e/o i Direttori Generali di Divisione, in esecuzione dei poteri ricevuti dal Consiglio di Amministrazione, assegnano al *management* responsabile delle aree operative compiti, responsabilità e poteri atti ad assicurare il mantenimento di un efficace ed efficiente controllo interno nell'esercizio delle rispettive attività e nel conseguimento dei correlati obiettivi.

Preposto al controllo interno e Internal Audit

Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno è svolto dalla figura del Preposto al controllo interno che in Eni coincide con il Direttore Internal Audit (Rita Marino), stante la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi e le conseguenti forti sinergie tra i due ruoli. Il Preposto al controllo interno è stato nominato per la prima volta il 16 marzo 2007 e riconfermato con delibera del 30 ottobre 2008.

Preposto al controllo interno

Al Preposto al controllo interno è attribuito principalmente il compito di (i) verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante e di (ii) esprimere una valutazione sull'idoneità dello stesso.

Il Preposto al controllo interno è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione e sentito il parere del Comitato per il controllo interno. Il Consiglio definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno, coerentemente con le politiche aziendali e sentito il parere del Comitato per il controllo interno.

(59) Eni si è avvalsa della facoltà prevista nel Codice di Borsa di attribuire al Collegio Sindacale, in quanto *Audit Committee* ai fini SOA, il compito di valutare le proposte formulate dalle società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico e di vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile.

Il Preposto non è responsabile di alcuna area operativa, ha accesso diretto alle informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico, dispone di mezzi adeguati per l'assolvimento dei propri compiti e riferisce del proprio operato, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione oltre che al Collegio Sindacale e all'Amministratore Delegato attraverso relazioni periodiche.

In data 4 marzo 2010, il Preposto ha rilasciato la propria relazione annuale sul sistema di controllo interno (riferita al periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2009 con aggiornamento alla data della sua emissione) e, in tale ambito, ha anche espresso una valutazione sulla sua adeguatezza sulla base degli esiti delle attività di monitoraggio svolte nel periodo di riferimento dall'Internal Audit di Eni SpA, dai Preposti al controllo interno delle società controllate quotate e dall'Internal Audit delle società controllate soggette alla vigilanza della Banca d'Italia.

Internal Audit

All'Internal Audit è affidato il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione ed inoltre al Collegio Sindacale in quanto "*Audit Committee*" ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento ed al rispetto del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza, l'efficacia e l'osservanza. L'Internal Audit svolge le attività di competenza con riferimento a Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di *audit*.

Il Direttore Internal Audit risponde all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività dell'Internal Audit, che riferisce anche al Collegio Sindacale in quanto "*Audit Committee*" ai sensi della legislazione statunitense. Le modalità di nomina/revoca del Direttore Internal Audit sono allineate a quelle previste dal Codice Eni per il Preposto al controllo interno, stante anche l'attuale coincidenza dei due ruoli. Il Comitato per il controllo interno valuta annualmente il mantenimento in capo al Direttore Internal Audit delle caratteristiche di onorabilità, professionalità, competenza ed esperienza necessarie, nonché l'assenza di eventuali incompatibilità, e fornisce un parere al Consiglio di Amministrazione sulla struttura di remunerazione del Direttore Internal Audit, proposta dall'Amministratore Delegato in coerenza con le politiche aziendali.

Compiti, poteri e mezzi dell'Internal Audit e flussi informativi

Le finalità, l'ambito di intervento e le modalità di funzionamento dell'Internal Audit sono definite nelle "Linee di indirizzo in tema di attività di Internal Audit" approvate dal Consiglio di Amministrazione a fine 2008 in linea con le *best practice*.

All'Internal Audit sono assicurati poteri e mezzi atti a garantire l'adeguato esercizio delle proprie funzioni in piena indipendenza operativa, anche in termini di autonomia di spesa, disponibilità di risorse quantitativamente adeguate e professionalmente competenti e accesso alle informazioni, ai dati, agli archivi ed ai beni della Società e delle sue controllate.

Secondo questo modello organizzativo l'Internal Audit, assicurando il mantenimento delle necessarie condizioni di indipendenza e la dovuta obiettività, competenza e diligenza professionali statuite negli *standard* internazionali per la pratica professionale e nel Codice Etico, realizza le seguenti principali attività:

(i) svolge gli interventi di *audit* (*audit operational, financial* e *compliance* con focus sugli aspetti ex D. Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "*top-down risk based*" e approvato, unitamente al *budget* delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D. Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA;

(ii) svolge interventi di controllo "non programmati" su richiesta dei principali attori del sistema di controllo interno e/o del *top management* aziendale;

(iii) monitora lo stato di attuazione delle azioni correttive definite a valle degli interventi di *audit*;

(iv) organizza e sovrintende alla predisposizione e gestione dei canali per la ricezione delle segnalazioni, anche in forma anonima, di cui mantiene un archivio aggiornato e cura le relative attività di istruttoria ai sensi delle procedure aziendali in vigore;

(v) svolge le attività di vigilanza previste dal Modello 231 di Eni SpA. In tale contesto, l'Internal Audit ha avviato nel corso del 2009 le attività di vigilanza in materia HSE che, in coerenza con le citate Linee di Indirizzo, prevedono lo svolgimento di verifiche indipendenti sulle attività di *audit*, misurazione e *reporting* svolte dalle linee datoriali e dalle competenti funzioni HSE;

(vi) svolge le attività di monitoraggio indipendente ai fini dell'informativa finanziaria secondo un piano comunicato dal CFO e, a partire dal 2009 le attività di monitoraggio indipendente per le attività rilevanti ai fini del "Modello di Controllo Prezzi al Consumo" sulla base del Piano definito dal Direttore Generale di ciascuna Divisione;

(vii) concorre alle attività formative ed informative aziendali sulle tematiche di controllo interno.

L'Internal Audit assicura sistematici e periodici flussi informativi (*report* trimestrali di sintesi e relazioni semestrali) in merito alle risultanze dell'attività svolta indirizzati agli organi di controllo e di vigilanza ed al vertice aziendale per consentire loro l'adempimento di quanto previsto in materia di presidio e valutazione del sistema di controllo interno; informa, inoltre, senza ritardi, l'Amministratore Delegato e gli organi di controllo e vigilanza nel caso di gravi carenze del sistema di controllo interno e di ogni circostanza che possa pregiudicare il mantenimento delle proprie condizioni di indipendenza.

Dirigente Preposto alla redazione dei doumenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria[60]

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari ("DP") è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio:

(a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero
(b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera a), ovvero
(c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero
(d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze del settore finanziario, contabile o del controllo.

Compiti, poteri e mezzi del Dirigente Preposto

Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria ed a tal fine predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili. Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-*bis*, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure. Nella riunione del 30 luglio 2008, il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, *Chief Financial Officer* (CFO) di Eni, ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri di spesa attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno.
Nella riunione dell'11 marzo 2010, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, ed ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

Principali caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è il processo volto a fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità[61] dell'informativa finanziaria medesima e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.
Le "Linee Guida sul Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" approvate dal Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno 2007 definiscono le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna nonché per la valutazione della sua efficacia.
Tali Linee Guida sono state definite coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza nonché delle prescrizioni della legge statunitense *Sarbanes-Oxley Act* of 2002 (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al *New York Stock Exchange* (NYSE) ed articolate sulla base del modello adottato nel COSO Report ("*Internal Control – Integrated Framework*" pubblicato dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*).
Le Linee Guida sono applicabili a Eni SpA e alle imprese da essa controllate direttamente e indirettamente a norma

(60) Informativa resa anche ai sensi dell'art. 123-*bis*, secondo comma, lettera b), del Testo Unico della Finanza.
(61) Attendibilità (dell'informativa): l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

dei principi contabili internazionali in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Tutte le imprese controllate, indipendentemente dalla loro rilevanza ai fini del sistema di controllo sull'informativa finanziaria Eni, adottano le Linee Guida stesse quale riferimento per la progettazione e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle loro dimensioni e alla complessità delle attività svolte.

La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo sull'informativa finanziaria sono garantiti attraverso: il *risk assessment*, l'individuazione dei controlli, la valutazione dei controlli e i flussi informativi (*reporting*).

Il processo di *risk assessment* condotto secondo un approccio "*top-down*" è mirato ad individuare le entità organizzative, i processi e le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio.

In particolare, l'individuazione delle entità organizzative che rientrano nell'ambito del sistema di controllo sull'informativa finanziaria è effettuata sia sulla base della contribuzione delle diverse entità a determinati valori del bilancio consolidato (totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, risultato prima delle imposte) sia in relazione a considerazioni circa la rilevanza per processi e rischi specifici[62]. Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base ad un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori ad una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; novità o cambiamenti significativi nelle condizioni di *business*).

A fronte dei processi e delle attività rilevanti vengono identificati i rischi ossia gli eventi potenziali il cui verificarsi può compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo inerenti l'informativa finanziaria (ad esempio le asserzioni di bilancio). I rischi così identificati sono valutati in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente). In particolare, con riferimento ai rischi di frode[63] in Eni è condotto un *risk assessment* dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalle predette Linee Guida.

A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali ovvero la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e la sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti integrato e compatibile con le esigenze operative.

La struttura del sistema di controllo sull'informativa finanziaria prevede controlli a livello di entità che operano in maniera trasversale rispetto all'entità di riferimento (Gruppo/Divisione/singola società) e controlli a livello di processo.

I controlli a livello di entità sono organizzati in una *checklist* definita, sulla base del modello adottato nel COSO Report, secondo cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione; attività di monitoraggio). In particolare assumono rilevanza le attività di controllo relative alla definizione delle tempistiche per la redazione e diffusione dei risultati economico-finanziari ("circolare semestrale e di bilancio" e relativi calendari); l'esistenza di strutture organizzative e di un corpo normativo adeguati per il raggiungimento degli obiettivi in materia di informativa finanziaria (tali controlli prevedono ad esempio attività di revisione ed aggiornamento da parte di funzioni aziendali specializzate delle norme di Gruppo in materia di bilancio e del piano di contabilità di Gruppo); le attività di formazione in materia di principi contabili e sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; ed, infine le attività relative al sistema informativo per la gestione del processo di consolidamento (Mastro).

I controlli a livello di processo si suddividono in: controlli specifici intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative; controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo sull'informativa finanziaria volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative (quali ad esempio la segregazione dei compiti incompatibili e i controlli generali sui sistemi informatici).

I controlli specifici sono individuati in apposite procedure che definiscono sia lo svolgimento dei processi aziendali sia i cosiddetti "controlli chiave" la cui assenza o la cui mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli.

(62) Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

(63) Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

I controlli sia a livello di entità che di processo sono oggetto di valutazione (monitoraggio) per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (*ongoing monitoring activities*), affidate al *management* responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (*separate evaluations*), affidate all'Internal Audit, che opera secondo un piano prestabilito comunicato dal CFO/DP volto a definire l'ambito e gli obiettivi del proprio intervento attraverso procedure di *audit* concordate.

Le attività di monitoraggio consentono l'individuazione di eventuali carenze del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che sono oggetto di valutazione in termini di probabilità e impatto sull'informativa finanziaria di Eni e in base alla loro rilevanza sono qualificate come "carenze", "significativi punti di debolezza" o "carenze rilevanti".

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un flusso informativo periodico (*reporting*) sullo stato del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che viene garantito dall'utilizzo di strumenti informatici volti ad assicurare la tracciabilità delle informazioni circa l'adeguatezza del disegno e l'operatività dei controlli. Sulla base di tale *reporting*, il CFO/DP redige una relazione sull'adeguatezza ed effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previo esame del Comitato per il controllo interno, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e della relazione finanziaria semestrale, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di *Audit Commitee* ai sensi della normativa statunitense.

L'attività del CFO/DP è supportata all'interno di Eni da diversi soggetti i cui compiti e responsabilità sono definiti dalla Linee Guida precedentemente richiamate. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni quali i responsabili operativi di *business* e i responsabili di funzione fino ai responsabili amministrativi e CEO. In tale contesto organizzativo assume particolare rilievo ai fini del sistema del controllo interno la figura del soggetto (cd. *risk owner*) che esegue il monitoraggio di linea valutando il disegno e l'operatività dei controlli specifici e pervasivi e alimentando il flusso informativo di *reporting* sull'attività di monitoraggio e sulle eventuali carenze riscontrate ai fini di una tempestiva identificazione delle opportune azioni correttive.

Organismo di Vigilanza e Modello 231

Secondo la disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato" contenuta nel decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "D. Lgs. n. 231/01") gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società. Le società possono in ogni caso adottare modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi.

In relazione a ciò, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha approvato il modello di organizzazione, gestione e controllo ex D. Lgs. n. 231/01 (di seguito, "Modello 231") e istituito il relativo Organismo di Vigilanza. La composizione dell'Organismo, inizialmente di soli tre membri, è stata modificata nel 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali nominato Presidente dell'Organismo, individuati tra accademici e professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia e organizzazione aziendale. I componenti interni sono rappresentati dai Direttori (o da dirigenti loro primi riporti gerarchici) Affari Legali, Risorse Umane e Internal Audit della Società.

L'Organismo svolge le seguenti principali funzioni: (i) vigila sull'effettività del Modello 231 di Eni SpA e ne monitora le attività di attuazione e aggiornamento; (ii) esamina l'adeguatezza del Modello 231 ed analizza il mantenimento nel tempo dei suoi requisiti di solidità e funzionalità, proponendo eventuali aggiornamenti; (iii) monitora lo stato di avanzamento della sua estensione alle società controllate e promuove la diffusione e la conoscenza da parte di queste ultime della metodologia e degli strumenti di attuazione del Modello stesso; (iv) approva il programma annuale delle attività di vigilanza per Eni SpA, ne coordina l'attuazione e ne esamina le risultanze; (v) cura i flussi informativi di competenza con le funzioni aziendali e con gli organismi di vigilanza delle società controllate. Le sinergie tra Codice Etico, parte integrante e principio generale non derogabile del Modello 231, e Modello 231 stesso sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA delle funzioni di Garante del Codice Etico. Analogamente ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico. L'Organismo di Vigilanza di Eni SpA riferisce periodicamente sulle attività svolte al Presidente, all'Amministratore Delegato – il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite – al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. Tali relazioni periodiche vengono elaborate sulla base

delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni.

Dopo la prima approvazione del Modello 231 ed i suoi successivi aggiornamenti in conseguenza degli interventi legislativi sul campo di applicazione, nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA, sentito il parere del Collegio Sindacale, ne ha approvato l'aggiornamento complessivo, che ha tenuto conto dei cambiamenti organizzativi aziendali, dell'evoluzione del quadro normativo[64], della giurisprudenza e della dottrina, delle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, ivi comprese le esperienze provenienti dal contenzioso, della prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli, degli esiti delle attività di vigilanza e delle risultanze delle attività di *audit* interno.

Il Modello 231 di Eni SpA rappresenta una raccolta di principi e il punto di riferimento per le società controllate, alle quali è trasmesso affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas ed elettricità soggette a regolamentazione cd. *unbundling* adottano il proprio modello adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza alla propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Modello 231 negli ambiti di rispettiva competenza. Sono stabiliti presidi di controllo (*standard* generali e specifici) per disciplinare le attività aziendali rilevanti per la prevenzione dei reati previsti dal D. Lgs. n. 231/01 e, conformemente alle disposizioni di legge, è introdotto un sistema disciplinare per sanzionare eventuali violazioni del Modello 231 e la mancata osservanza delle procedure aziendali. A fine 2009 Eni ha avviato iniziative volte a razionalizzare ed ottimizzare l'assetto organizzativo ed operativo degli organismi di vigilanza delle società controllate e ad analizzare il processo di adozione del Modello 231 da parte di queste ultime, tenuto anche conto dell'evoluzione del contesto normativo e delle *best practice*.

Il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo primario in materia 231 essendosi riservato, come detto in precedenza, sia l'approvazione del Modello 231 sia l'istituzione e la nomina dei componenti dell'Organismo di Vigilanza, sul cui operato riceve informativa periodica per il tramite dell'Amministratore Delegato. A quest'ultimo è attribuito invece il compito di attuare e aggiornare il Modello 231, in virtù dei poteri a esso conferiti dal Modello stesso. A tal fine, l'Amministratore Delegato ha istituito un apposito *Team* multifunzionale ("*Team* 231"), che cura la predisposizione delle proposte di aggiornamento. Nel corso del 2009 il "*Team* 231" ha curato l'adeguamento del Modello 231 ai reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, e ai delitti informatici e di trattamento illecito di dati e ne promuoverà a breve l'aggiornamento alle nuove tipologie di reato presupposto introdotte dal legislatore nel 2009 (delitti di criminalità organizzata, delitti contro l'industria e il commercio, delitti in materia di violazione del diritto di autore, nonché induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria).

Nel corso del 2009 sono state altresì definite le logiche e le modalità attuative per la pianificazione e lo svolgimento delle attività di vigilanza sulle tematiche salute e sicurezza nei luoghi di lavoro per la prevenzione dei reati di "omicidio colposo o lesioni gravi o gravissime commesse con violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro", in coerenza con i requisiti del D. Lgs. 231/01, con i principi e i contenuti del Modello 231 e con quanto previsto dal modello di sistema di gestione HSE di Eni SpA in tema di verifiche e controlli interni. Le attività sono state curate da un apposito gruppo di lavoro multifunzionale, coordinato dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA. Quest'ultimo, in coerenza con i compiti attribuitigli dal Modello 231, promuoverà a partire dal 2010 l'estensione alle società controllate dei principi definiti per Eni per le attività di vigilanza in materia HSE.

Ai fini della corretta attuazione del Modello 231 sono previste attività di formazione e/o di comunicazione differenziate a seconda dei destinatari, inclusi i terzi ed il mercato. Per il 2010 è stato pianificato l'avvio delle attività di formazione sul Modello 231 tramite *Web Based Training* (WBT), indirizzato a dirigenti, quadri in comunicazione organizzativa e *Key Officer* di Eni.

Il Modello 231 e il Codice Etico sono pubblicati sul sito internet di Eni www.eni.com e sono resi disponibili sulla rete intranet aziendale.

Policy Anti-Corruzione

Primario rilievo è stato attribuito al tema della lotta alla corruzione con l'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA e successiva emanazione delle Linee Guida Anti-Corruzione e delle prime due Procedure Ancillari Anti-Corruzione aventi ad oggetto, rispettivamente, gli accordi di *joint-venture* e i contratti di intermediazione. A queste faranno seguito altre Procedure Ancillari Anti-Corruzione, su materie specifiche, attualmente in corso di

(64) L'attuale campo di applicazione del D. Lgs. n. 231 del 2001 prevede: (i) delitti contro la Pubblica Amministrazione e contro la fede pubblica, (ii) reati societari, (iii) reati legati all'eversione dell'ordine democratico e al finanziamento del terrorismo, (iv) delitti contro la personalità individuale, (v) *market abuse* ("Abuso di informazioni privilegiate" e "Manipolazione del mercato"), (vi) delitto contro la persona ex Legge n. 7 del 2006, (vii) reati transnazionali, (viii) delitti di omicidio colposo e lesioni personali colpose gravi o gravissime commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sul lavoro, (ix) reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, (x) delitti informatici e trattamento illecito di dati, (xi) delitti di criminalità organizzata, (xii) delitti contro l'industria e il commercio, (xiii) delitti in materia di violazione del diritto di autore, (xiv) induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria.

revisione. Le Linee Guida Anti-Corruzione e le Procedure Ancillari Anti-Corruzione sono volte a fornire un quadro sistematico di riferimento delle norme e procedure in materia di anti-corruzione già poste in essere e applicate da Eni nel tempo e ad assicurare il massimo rispetto da parte di Eni e del suo personale del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali. A tal fine, sia le Linee Guida Anti-Corruzione che le Procedure Ancillari Anti-Corruzione sono in corso di adozione da parte di tutte le società controllate di Eni, sia in Italia che all'estero tramite delibera del Consiglio di Amministrazione (o del corrispondente organo/funzione qualora la *governance* della società controllata non preveda tale organo). Le normative interne adottate da Eni sul tema contemplano un coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione di Eni o della società controllata, a seconda dei casi, in fase di approvazione delle attività più significative (come la nomina di intermediari). Conformemente alle *best practices* in vigore sul mercato internazionale è stata inoltre costituita, nell'ambito della Direzione Affari Legali di Eni SpA, un'unità anti-corruzione con il compito di fornire consulenza legale specialistica e supporto in materia di anti-corruzione alle unità di *business* di Eni e delle sue società controllate non quotate.

In occasione dell'adozione della *Policy* in argomento si è tenuto un evento di presentazione volto ad informare il personale delle nuove iniziative che l'azienda ha adottato e intende adottare nel prossimo futuro per contrastare sempre più efficacemente il fenomeno della corruzione. È attualmente in fase di elaborazione un programma di *training* anti-corruzione mirato per il personale, che sarà svolto nel corso dell'anno e consisterà in un corso di tipo "informativo" fruibile in modalità *e-learning* e finalizzato all'inquadramento della materia dell'anti-corruzione, e una serie di *workshops* "formativi" e interattivi, finalizzati a confronti e approfondimenti su temi specifici.

Società di revisione[65]

La revisione contabile del bilancio di Eni SpA è affidata, ai sensi di legge, a una società di revisione iscritta all'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea, su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Oltre agli obblighi previsti dalla normativa nazionale in materia di revisione contabile, la quotazione di Eni presso il *New York Stock Exchange* comporta il rilascio da parte della società di revisione della relazione sull'*Annual Report on Form 20-F*, in ottemperanza ai principi di revisione generalmente accettati negli Stati Uniti, e il rilascio di un giudizio sull'efficacia del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria che sovrintende la redazione del bilancio consolidato.

In massima parte i bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile da parte della società che revisiona il bilancio Eni, la quale, inoltre, ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, assume anche la responsabilità dei lavori svolti da altri revisori sui bilanci delle società controllate, che, nel loro totale, rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.

La società di revisione in carica è *PricewaterhouseCoopers* SpA, il cui incarico, risalente al 1° giugno 2001, è stato confermato dall'Assemblea del 28 maggio 2004, per tre esercizi, e successivamente ulteriormente prorogato per gli esercizi 2007-2009, dall'Assemblea del 24 maggio 2007, ai sensi del D. Lgs. n. 303/06, non essendo ancora stato completato il termine massimo di nove esercizi previsto dalla legge. Conseguentemente, alla data di approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2009, PricewaterhouseCoopers SpA cesserà il proprio mandato e l'Assemblea dei soci conferirà un nuovo incarico.

Nello svolgimento della propria attività, la società di revisione incaricata ha accesso alle informazioni, ai dati, sia documentali che informatici, agli archivi e ai beni della Società e delle sue società controllate.

Il quadro di riferimento unitario per l'applicazione nell'ambito del Gruppo Eni della disciplina in materia di revisione contabile è rappresentato dalla *Normativa in materia di revisione dei bilanci* adottata dal Consiglio di Amministrazione in data 3 aprile 2008. Tale normativa recepisce le novità introdotte in materia dai numerosi provvedimenti legislativi che si sono succeduti negli ultimi anni[66] nonché dai provvedimenti regolamentari dei competenti organi di controllo (Consob e SEC). La normativa contiene i principi generali di riferimento essenzialmente in tema di conferimento e revoca dell'incarico, rapporti tra il revisore principale di Gruppo ed i revisori secondari, indipendenza della società di revisione e cause di incompatibilità, responsabilità ed obblighi informativi della società di revisione, regolamentazione dei flussi informativi verso la Società, Consob e SEC.

Allo scopo di tutelare i profili di indipendenza dei revisori è stato, in particolare, previsto un sistema di monitoraggio degli incarichi "*non audit*", prevedendosi, in linea generale, di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo *network*, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per gli incarichi inerenti ad attività non vietate

(65) La società di revisione, verificata l'elaborazione della presente relazione, esprime il giudizio di coerenza richiesto dall'art. 156, comma 4-*bis*, lettera d), del Testo Unico della Finanza relativamente alle informazioni fornite ai sensi dell'art. 123-*bis*, comma 1, lettere c), d), f), l) e m), e comma 2, lettera b), della stessa norma. La relazione di revisione è pubblicata integralmente unitamente alla relazione finanziaria annuale.

(66) "Legge sulla Tutela del Risparmio"- Legge n. 262/2005 e D. Lgs. n. 303/06 che hanno modificato il Testo Unico della Finanza.

dalla regolamentazione italiana né dal *Sarbanes-Oxley Act*. Tali incarichi sono approvati dal Consiglio di Amministrazione della società interessata, previo parere del Collegio Sindacale della stessa società, e sono autorizzati dal Collegio Sindacale di Eni, nel caso in cui gli incarichi non rientrino tra quelli previsti da specifiche norme di legge o regolamentari. Il Collegio Sindacale di Eni è comunque informato periodicamente degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo della Corte dei conti

La gestione finanziaria di Eni è sottoposta al controllo, a fini di tutela della finanza pubblica, della Corte dei conti. L'attività è stata svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Lucio Todaro Marescotti, cui è succeduto Raffaele Squitieri[67] nominato con deliberazione assunta il 28 ottobre 2009 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti.
Il Magistrato della Corte assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

Interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate

In attesa dell'emanazione delle disposizioni attuative dell'art. 2391-*bis* del Codice Civile, con delibera del 12 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione, su parere del Comitato per il controllo interno, ha adottato le Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e con parti correlate, allo scopo di assicurare il rispetto dei principi di trasparenza e di correttezza formale e sostanziale previsti, in relazione alle suddette operazioni, dalla disposizione citata e dal Codice di Borsa.
Eni, condividendo i principi generali anticipati da Consob in materia, li ha introdotti nella procedura, tenendo altresì conto delle migliori pratiche seguite dal mercato. In particolare, nelle Linee Guida adottate, il Consiglio:

- ha individuato, sulla base di criteri predeterminati, le operazioni con parti correlate maggiormente rilevanti e come tali riservate alla sua competenza decisionale;
- ha riservato un ruolo determinante agli amministratori indipendenti, prevedendo che il Comitato per il controllo interno sia coinvolto nella fase istruttoria e deliberativa delle suddette operazioni rilevanti, con la possibilità di farsi assistere nell'espletamento di tali compiti da uno o più esperti nominati a sua scelta. Il Comitato ha altresì una funzione di rilievo anche per le operazioni non riservate alla competenza del Consiglio;
- ha previsto, per tutte le operazioni con parti correlate, indipendentemente dalla competenza deliberativa, un'istruttoria rafforzata, allo scopo di assicurare trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni. Tale trasparenza deve essere assicurata anche nella successiva fase deliberativa.

Le Linee Guida approvate definiscono conseguentemente la *policy* di Gruppo in materia.
L'ammontare dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale e finanziaria sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati nelle note al bilancio consolidato (nota n. 36 – Rapporti con parti correlate) e al bilancio di esercizio di Eni SpA (nota n. 36 – Rapporti con parti correlate).
Le Linee Guida, come richiesto dal Codice Eni, regolano altresì le operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci, prevedendo, in particolare, che:

- amministratori e sindaci rilascino periodicamente una dichiarazione in cui siano rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo, segnalando in ogni caso per tempo agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni con la Società, nelle quali sono portatori di interessi in qualche modo "estranei" alla stessa;
- gli amministratori interessati, di norma, non prendano parte alla discussione e alla deliberazione consiliare sulle questioni rilevanti, allontanandosi eventualmente dalla sala della riunione.

In ogni caso, le operazioni in cui parte correlata sia l'amministratore o il sindaco o soggetti a loro collegati sono considerate rilevanti e sottoposte alla disciplina istruttoria e deliberativa rafforzata, con delibera del Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato per il controllo interno.
Il testo delle Linee Guida è disponibile sul sito internet della Società, nella sezione *Corporate Governance*.

Rapporti con gli azionisti e il mercato

Sin dall'avvio del processo di privatizzazione, Eni, in conformità con il proprio Codice Etico e con il Codice di Autodisciplina, comunica costantemente con gli investitori istituzionali, con gli azionisti *retail* e con il mercato al fine di assicurare la diffusione di notizie complete, corrette e tempestive sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare.

(67) Il sostituto è il Magistrato Amedeo Federici.

L'informativa relativa ai resoconti periodici, al piano strategico quadriennale, agli eventi e alle operazioni rilevanti è assicurata da comunicati stampa, da incontri e *conference call* con gli investitori istituzionali, analisti finanziari e con la stampa, ed è diffusa tempestivamente al pubblico anche mediante pubblicazione sul sito internet. In particolare, le presentazioni del *top managment* al mercato finanziario relative ai risultati trimestrali, annuali e alla strategia quadriennale sono diffuse in diretta sul sito internet della Società, offrendo, così, anche agli azionisti *retail*, la possibilità di assistere agli eventi maggiormente significativi per il mercato in tempo reale. La registrazione di questi eventi, i comunicati stampa e le relative presentazioni rimangono disponibili sul sito internet in modo permanente. Entro il mese di dicembre è diffuso al mercato e pubblicato sul sito internet il calendario finanziario con il dettaglio dei principali eventi finanziari dell'anno successivo. Le pagine "Eni in Borsa" della sezione Investor Relations del sito internet di Eni[68] sono continuativamente aggiornate con le informazioni relative ai dividendi, alla quotazione del titolo, all'andamento dei titoli dei *peer* e dei principali indici di borsa.

Sul sito sono inoltre disponibili i rapporti periodici, i comunicati stampa, la Relazione, il Codice e le procedure in materia di *corporate governance*, lo Statuto della Società, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle Assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti ed i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta, anche tramite il sito internet[69].

La Società ha, inoltre, inteso dare corso alle richieste – emerse nelle recenti Assemblee – di un coinvolgimento sempre maggiore dei propri investitori.

Eni assicura, infatti, un costante impegno nel mettere a disposizione del pubblico le informazioni richieste dalla legge e, più in generale, quelle relative al proprio sistema di *corporate governance*, dedicando particolare attenzione alla cura e all'aggiornamento del sito *web* istituzionale. Alla *corporate governance* di Eni è dedicata una sezione del sito e il sistema di *governance* è illustrato in un grafico di sintesi interattivo[70] e in una pluralità di voci di approfondimento. Il sito è arricchito da ampia documentazione, agevolmente consultabile, fra cui la presente Relazione, l'archivio delle precedenti e i documenti in esse citati. L'efficacia della comunicazione realizzata da Eni attraverso il proprio sito istituzionale è stata inoltre riconosciuta per due anni consecutivi (2008 e 2009) come la migliore sia a livello nazionale che europeo[71], per la capacità di garantire un elevato livello di *disclosure*, attraverso uno stile di presentazione chiaro, accessibile e trasparente. In particolare, la sezione del sito relativa alla *corporate governance* ha ottenuto il punteggio più elevato fra le società italiane e il secondo fra quelle europee[72].

Ferme le previsioni normative e statutarie, inoltre, prosegue il progetto dedicato agli azionisti *retail*, affinché ne vengano stimolati interesse e partecipazione. Infatti, da alcuni anni è particolarmente sentita l'esigenza che le società non solo rispettino i diritti degli azionisti, ma si facciano anche parte attiva, aiutandoli ad esercitarli, comunicando informazioni comprensibili e accessibili, e stimolando la partecipazione alle attività sociali.

La volontà di presentare agli azionisti la società Eni in modo semplice e intelligibile ha portato alla ideazione di una sezione del sito internet[73] dedicato ad una comunicazione diretta, in cui è stata inserita anche una Guida per gli Azionisti, e alla previsione di iniziative dedicate. Una di queste è la presentazione dell'Assemblea di approvazione del bilancio di esercizio 2008, avvenuta il 30 aprile 2009, e dei diritti degli azionisti mediante un filmato *cartoon* interattivo, semplice e sintetico.

Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

In particolare, come previsto dal Codice Eni, i rapporti con gli investitori istituzionali e gli analisti finanziari sono gestiti dal Responsabile dell'unità Investor Relations; le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere richieste anche tramite l'indirizzo *e-mail* investor.relations@eni.com.

I rapporti con gli organi di informazione sono gestiti dal Responsabile dell'unità Comunicazione Esterna; le informazioni di interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere richieste anche tramite l'indirizzo *e-mail* ufficio.stampa@eni.com.

I rapporti con gli azionisti sono gestiti dal Responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'*e-mail* segreteriasocietaria.azionisti@eni.com, nonché al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

I rapporti con gli azionisti per le tematiche inerenti alla *corporate governance* sono curate dal Responsabile dell'unità Sistema e Regole di Corporate Governance: informazioni in merito sono disponibili sul sito Eni e possono essere richieste all'indirizzo *e-mail* dedicato dal sito internet di Eni info.governance@eni.com.

(68) All'indirizzo: www.eni.com/investor-relations/Eni in Borsa.
(69) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/documentazione/documentazione.page?type=bilrap&header=documentazione&doc_from=hpeni_header.
(70) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/corporate-governance-eni/corporate-governance-Eni.shtml.
(71) Si tratta della "H&H Webranking", la più autorevole classifica sulla qualità della comunicazione societaria realizzata, attraverso il web, dalle 100 maggiori imprese italiane e 500 europee.
(72) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/riconoscimenti-governance-eni/riconoscimenti-governance-Eni.shtml.
(73) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/iniziative/iniziative-per-gli-azionisti.shtml.

Trattamento delle informazioni societarie

In ottemperanza alle prescrizioni contenute nel Testo Unico della Finanza e nel Regolamento Emittenti Consob, in recepimento della Direttiva europea sul cd. *Market Abuse*, il Consiglio di Amministrazione, in data 28 febbraio 2006, ha approvato le procedure richieste per la comunicazione al mercato delle informazioni privilegiate, l'istituzione di un registro delle persone aventi accesso ad informazioni privilegiate e la comunicazione delle operazioni effettuate da "soggetti rilevanti", previamente individuati, sulle azioni della Società (cd. *internal dealing*). Le suddette procedure sono state tutte ulteriormente aggiornate, per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006 e sono pubblicate nella sezione *Corporate Governance* del sito internet di Eni[74]. Di seguito, una sintesi delle procedure approvate.

Comunicazione al mercato di documenti e informazioni privilegiate

La "Procedura di comunicazione al mercato delle informazioni privilegiate e dei documenti riguardanti le società emittenti del gruppo e gli strumenti finanziari da esse emessi", adottata in sostituzione di una precedente *policy* risalente al 2002, fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce le regole per acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate.

La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla Tutela del Risparmio. Il Codice Etico di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Gli amministratori e i sindaci assicurano la riservatezza dei documenti e delle informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti e osservano il rispetto della procedura adottata da Eni per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di tali documenti e informazioni.

Registro delle persone che hanno accesso ad informazioni privilegiate

La procedura relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", predisposta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115-*bis* del Testo Unico della Finanza e delle disposizioni attuative del Regolamento Emittenti Consob, definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione.

Internal Dealing

La "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (cd. Procedura *Internal Dealing*) ha sostituito la precedente *policy* in materia, risalente al 2002, ed è stata redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del Testo Unico della Finanza. La procedura, recependo le indicazioni contenute nel Regolamento Emittenti Consob (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni o altri strumenti finanziari a esse collegati; (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate, nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse.

La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone individuate come rilevanti non possono effettuare operazioni (*blocking periods*). Un principio analogo è stato introdotto, in apposita procedura interna approvata il 23 dicembre 2008, anche relativamente alle operazioni condotte dalla Società su titoli Eni o collegati ai titoli Eni. La Procedura *Internal Dealing* è stata ulteriormente aggiornata il 1° settembre 2009, per tener conto di alcune modifiche organizzative.

(74) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/market-abuse/procedure-market-abuse/procedure-market-abuse.shtml.

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla Corporate Governance" emesso nel marzo 2004 da Assonime e da Emittenti Titoli Spa.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

	Consiglio di Amministrazione					Comitato Controllo Interno		*Compensation Committee*		*Oil - Gas Energy Committee*	
Componenti	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	%presenze	n. altri incarichi (a)	appartenenza	%presenze	appartenenza	%presenze	appartenenza	%presenze
Presidente											
Roberto Poli		X		100%	3						
Amministratore Delegato											
Paolo Scaroni	X			100%	3						
Consiglieri											
Alberto Clô (*)		X	X	100%	3			X	92%	X	100%
Paolo Andrea Colombo		X	X	100%	6			X	92%	X	100%
Paolo Marchioni		X	X	100%	0	X	80%				
Marco Reboa (*)		X	X	100%	3	X	100%			X	100%
Mario Resca		X	X	88,2%	1			X	100%	X	10%
Pierluigi Scibetta		X	X	100%	0	X	95%			X	90%
Francesco Taranto (*)		X	X	100%	2	X	100%	X	100%		
Numero riunioni 2009				**17**			**20**		**13**		**10**
Durata media delle riunioni				**3h 17m**			**4h 36m**		**1h 46m**		**1h 31m**
Percentuale media di partecipazione			**98,3%**	**98,7%**			**93,8%**		**96%**		**80%**

(a) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentari anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.
(*) Designato dalla lista di minoranza.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria, salva l'entrata in vigore di nuove norme.

Collegio Sindacale

	% presenze riunioni del Collegio Sindacale	% presenze riunioni del Consiglio di Amministrazione	N. incarichi in società quotate (a)	N. totale incarichi (b)
Componenti				
Presidente				
Ugo Marinelli (*)	100	94	1	5
Sindaci effettivi				
Roberto Ferranti	69	82	1	2
Luigi Mandolesi	96	100	1	10
Tiziano Onesti	96	100	2	18
Giorgio Silva (*)	92	100	2	12
Numero riunioni 2009	**26**	**17**		
Durata media delle riunioni	**3h 48m**			
Percentuale media di partecipazione	**91%**	**95%**		

(*) Designato dalla lista di minoranza.
(a) Inclusa Eni SpA ai sensi art. 144-*quinquiesdecies* Reg. Emittenti Consob.
(b) Incluse società quotate ai sensi art. 144-*quinquiesdecies* Reg. Emittenti Consob.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria, salva l'entrata in vigore di nuove norme.

Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

	Sì	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?	X	
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X	
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)	Internal Audit	
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/e-mail) del responsabile *investor relations*:		

Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. +39 02 52051651 - Fax +39 02 52031929 - investor.relations@eni.com

Impegno per lo sviluppo sostenibile

L'attuazione del modello di sostenibilità e la relazione con gli *stakeholder*

Il modello di Sostenibilità, che fa parte del sistema di *Governance* di Eni, permette di pianificare, gestire e comunicare l'impegno per lo sviluppo sostenibile, ponendo al centro i temi che emergono dal confronto con gli scenari futuri dell'energia e dal dialogo con gli *stakeholder*. L'impegno per uno sviluppo sostenibile è parte del modello di *governance* di Eni, e pertanto la sostenibilità incide anche sull'evoluzione del sistema di gestione dell'impresa. Le iniziative più rilevanti intraprese in questo ambito negli ultimi anni da Eni riguardano la promozione della partecipazione degli azionisti alla vita d'azienda, la sensibilizzazione di questi e del *board* sui temi che fanno parte del modello di sostenibilità e la diffusione di buone pratiche di *governance* in coerenza con i principi contenuti nel Codice Etico.

Nel corso del 2009 il *Team* 231 ha curato l'adeguamento del Modello 231 con riferimento ai reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, e ai delitti informatici e di trattamento illecito dei dati, e ne promuoverà a breve l'aggiornamento alle nuove fattispecie di reato introdotte nel 2009 dal legislatore italiano.

Nel corso del 2009 sono entrate nel vivo le attività del *Team* di Promozione del Codice Etico, volte a dare attuazione al Piano di Promozione del Codice Etico che hanno riguardato: la diffusione e la comunicazione del Codice a tutti coloro con cui Eni intrattiene relazioni, l'implementazione di attività di formazione nonché il coinvolgimento sul tema dei principali *stakeholder* dell'azienda. Nel corso dell'ultimo anno, si sono intensificate le relazioni con il *Global Compact*, in considerazione del valore strategico che l'iniziativa ha per la cooperazione multilaterale e con il Sistema Nazioni Unite. Nel 2009, in particolare, è stata elaborata un'analisi relativa al rispetto dei dieci principi del *Global Compact* secondo una logica di "azioni realizzate, impegni futuri e misurabilità dei risultati".

Nel 2009, con l'intento di promuovere la trasparenza e la correttezza nelle relazioni con i Paesi di presenza operativa, Eni ha continuato a fornire il proprio contributo all'*Extractive Industries Transparency Initiative* (*EITI*) pubblicando i flussi finanziari generati dalle proprie attività nei Paesi i cui i Governi aderiscono all'iniziativa e collaborando con il MAE per la promozione dell'iniziativa presso i Paesi che non vi hanno ancora aderito.

In tema di Diritti Umani, a conclusione della fase di sperimentazione del 2008 della metodologia di *Human Rights Compliance Assessment* (*HRCA*), nel corso del 2009 sono stati condotti tre nuovi *assessment* in altrettanti siti operativi: Algeria, Egitto e Repubblica del Congo. In Nigeria e Kazakhstan, i due siti dove erano stati condotti gli *HRCAs* pilota, sono proseguite le attività di condivisione dei risultati degli *assessment* e analisi delle raccomandazioni operative relative ai *gap* rilevati. Per quanto riguarda le attività di *security*, nel corso dell'ultimo anno, sono state realizzate la progettazione e l'erogazione di un modulo sui diritti umani nell'ambito di un più vasto percorso formativo rivolto ai *Security Manager*, e la sperimentazione di uno specifico momento formativo rivolto al personale degli istituti di vigilanza. Per quanto concerne, invece, i contratti di fornitura di servizi di *security* sta proseguendo il progressivo inserimento di clausole specifiche, che consentono ad Eni di esercitare un maggiore controllo sui fornitori in caso di violazione dei diritti umani.

L'impegno di Eni per lo sviluppo sostenibile è riconosciuto anche dai principali indici finanziari di Sostenibilità. Nel 2009 l'azienda è stata riconfermata nel *Dow Jones Sustainability Index*, nello STOXX, nel FTSE4GOOD e confermata al secondo posto nell'*Accountability Rating*

Italy 2009. Eni si è classificata inoltre al primo posto sia nella classifica italiana che in quella mondiale del *CSR Online Awards* 2009. Infine, nel giugno 2009 a New York, l'Amministratore Delegato di Eni è stato insignito del prestigioso *Foreign Policy Association's Corporate Social Responsibility Award*.

L'impegno del 2009, per quanto riguarda le risorse umane, si è focalizzato sulla realizzazione di iniziative di miglioramento a valle dell'Analisi di Clima e sull'aggiornamento degli strumenti di gestione e sviluppo, con un *focus* particolare sui processi di *feedback*.
In tema di sicurezza, il progressivo miglioramento dei relativi indici di *performance*, conseguito anche nel 2009, testimonia il costante impegno di Eni per la riduzione degli infortuni per dipendenti e contrattisti e la diffusa attenzione alla prevenzione e mitigazione dei rischi associati ai processi. È proseguito inoltre l'impegno nel miglioramento continuo della gestione delle attività di tutela della salute, portate avanti con un approccio "di sistema" in tutte le attività operative in Italia ed all'Estero, basato sullo sviluppo di un sistema di gestione della salute integrato HSE.
La complessità e la globalità dei temi inerenti allo sviluppo sostenibile ha portato Eni a collaborare attivamente con organizzazioni internazionali di eccellenza nel campo della diffusione della sostenibilità.
Nel 2009 Eni ha affidato al CENSIS un'indagine quali-quantitativa, diretta ai propri dipendenti. Tale indagine ha coinvolto oltre 240 dirigenti e quadri e ha permesso di avere un'interessante panoramica sulla qualità dei rapporti che l'impresa mantiene nei Paesi di presenza, Italia compresa, nonché una visione complessiva su punti di forza e aspetti da migliorare in funzione di obiettivi specifici.
Nel 2009 è proseguito l'impegno nel consolidamento delle relazioni con i Paesi produttori, attraverso la definizione di accordi che integrano al *business* tradizionale azioni volte a promuovere uno sviluppo sostenibile del Paese. Nel 2009 sono stati siglati, infatti, accordi in Angola, Kazakistan, Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Pakistan e Turkmenistan.
Eni è da tempo impegnata nella tutela della biodiversità e degli ecosistemi attraverso un approccio organico al territorio, capace di evidenziare rischi e opportunità connesse ad una migliore gestione delle risorse, alla valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale e sociale dei Paesi in cui opera.

Gli obiettivi fondamentali dell'impegno di Eni verso i clienti e i consumatori sono rappresentati dalla sua capacità di declinare, in modo efficiente, il modello di sostenibilità dell'azienda nell'offerta destinata ai clienti e aumentare il dialogo con le associazioni dei consumatori. Eni, infatti, nel corso del 2009 ha sviluppato numerosi progetti volti a migliorare la qualità dei servizi offerti e ad aumentare il grado di soddisfazione dei clienti, nonché a consolidare il sistema di relazioni con le Associazioni dei Consumatori.
Operare in contesti del mondo molto diversi fra loro richiede a Eni di investire in modo consistente perché anche i fornitori locali rispettino i principi che sono alla base della sua condotta. Nel 2009 Eni ha puntato su una serie di progetti volti a: (i) migliorare e sistematizzare la qualifica e il controllo della *supply chain* (sistemi di *vendor management*), comprendente il miglioramento del sistema di gestione e la realizzazione di *audit*, con particolare riferimento ai territori che necessitano una maggiore attenzione (Paesi emergenti, aree critiche); (ii) monitorare e diffondere il rispetto dei principi di sostenibilità nella catena di fornitura; (iii) migliorare il sistema di raccolta dei dati, soprattutto all'estero.
L'impegno Eni e il suo investimento di risorse in tema di tutela dell'ambiente rappresentano obiettivi strategici importanti. I progetti per conseguire al 2012 l'obiettivo di riduzione del 70% delle emissioni da *flaring* (rispetto al dato emissivo del 2007), sono giunti nel 2009 a un elevato stato di avanzamento (in media circa 80%) e sono stati portati a termine numerosi progetti di *water injection*.
L'innovazione tecnologica costituisce un pilastro portante dell'impegno di Eni nel continuo miglioramento del suo modello di sostenibilità. Le tecnologie fin oggi sviluppate hanno l'obiettivo di rendere possibile l'accesso a nuove risorse energetiche, migliorare il loro recupero dal sottosuolo, l'efficienza del loro utilizzo e ridurre l'impatto sull'ambiente.
La ricerca Eni dedica, anche, un impegno particolare alle fonti rinnovabili, principalmente l'energia solare e i biocarburanti. In questo ambito particolare, per conseguire risultati di eccellenza che consentano di superare gli attuali limiti posti delle fonti rinnovabili e trovare soluzioni *breakthrough*, Eni prosegue nella propria politica di alleanze strategiche e collaborazioni basata sulla costruzione di un *network* a livello globale con i principali centri di ricerca nonché nello sviluppo di forti competenze interne.

PERSONE

Le persone che operano all'interno del suo sistema produttivo costituiscono per Eni un patrimonio da salvaguardare e valorizzare con attenti percorsi di crescita manageriale e professionale. La valutazione e lo sviluppo delle risorse umane, la definizione di percorsi formativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comuni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo. I principali obiettivi che Eni si pone in relazione alle risorse umane sono i seguenti:

- aggiornare costantemente gli strumenti di gestione e sviluppo con un *focus* particolare sui processi di *feedback*, mirandoli sui diversi *target* della popolazione ed estendendoli a tutte le realtà operative dell'azienda;
- investire sulle differenti tipologie di popolazione attraverso l'individuazione di strumenti mirati nell'ambito di una più generale politica di migliore integrazione e valorizzazione delle risorse interne, coerentemente con un più limitato ricorso alle assunzioni;
- salvaguardare e sviluppare il *know-how* aziendale a supporto delle strategie di *business*;
- sostenere l'*engagement* dei dipendenti anche attraverso l'introduzione di strumenti di *welfare* complementare e di sostegno alla conciliazione vita privata – vita lavorativa.

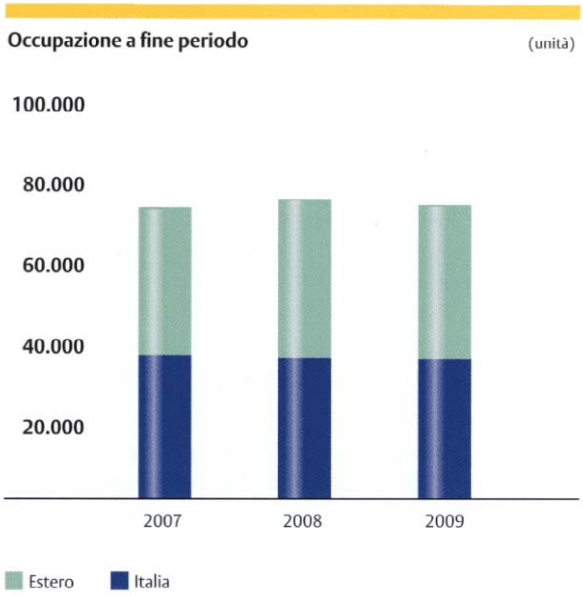
Una completa informativa sulle modalità di gestione delle risorse umane è presente nel sito *web* www.eni.com sezione "Persone" e nel "Bilancio di Sostenibilità".

Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2009 è di 78.417 unità con un decremento di 463 unità rispetto al 2008, pari allo 0,6%, determinato dal decremento di 1.181 occupati italiani e dall'incremento di 718 occupati locali estero.
I dipendenti assunti in Italia sono 38.299 (48,9% dell'occupazione complessiva), di cui 34.794 operanti in territorio nazionale, 3.282 operanti all'estero e 223 marittimi, con un decremento di 1.181 unità rispetto al 2008.
Le diminuzioni hanno interessato tutti i settori di *business*, per le azioni di efficienza in corso di attuazione e per lo slittamento al 2010 per Saipem di alcune commesse.
Nel 2009 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 1.163 assunzioni, di cui 491 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratti di apprendistato (complessivamente 672 unità) hanno riguardato prevalentemente personale laureato (359 unità) e diplomato (282 unità) inseriti in posizioni operative. Nel corso del 2009 sono stati risolti 2.357 rapporti di lavoro, di cui 1.634 a tempo indeterminato e 491 a tempo determinato.
I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 40.118 unità (51,1% dell'occupazione complessiva) con un aumento di 718 unità rispetto al 2008, di cui circa 650 riferite all'inserimento di personale con contratto a termine

Occupazione a fine periodo	(unità)	**2007**	**2008**	**2009**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		9.023	10.891	**10.870**	(21)	(0,2)
Gas & Power		11.893	11.692	**11.404**	(288)	(2,5)
Refining & Marketing		9.428	8.327	**8.166**	(161)	(1,9)
Petrolchimica		6.534	6.274	**6.068**	(206)	(3,3)
Ingegneria & Costruzioni		33.111	35.629	**35.969**	340	1,0
Altre attività		1.172	1.070	**968**	(102)	(9,5)
Corporate e società finanziarie		4.701	4.997	**4.972**	(25)	(0,5)
		75.862	**78.880**	**78.417**	**(463)**	**(0,6)**

nel settore Ingegneria e Costruzioni, principalmente per nuovi progetti in Nigeria e l'avvio della fase operativa delle attività in Kazakhstan (Progetto Kashagan) e circa 160 riferite all'inserimento di personale locale in E&P, compensati da razionalizzazioni negli altri Settori, in particolare in Ungheria per il settore Gas & Power (Tigaz).



Organizzazione

Nel corso del 2009 è proseguita l'attività di progettazione e attuazione di interventi di adeguamento delle strutture e dei processi organizzativi coerenti con il modello di compagnia integrata adottato da Eni.

I principali interventi di adeguamento delle strutture e dei processi attuati nel 2009 riguardano:

- la centralizzazione delle attività amministrative di Eni SpA in un'unica organizzazione societarizzata (attraverso la cessione dei relativi rami d'azienda a Sofid ridenominata Eni Adfin), al fine di assicurare una maggiore omogeneità e standardizzazione dei processi amministrativi e migliorare l'efficienza e la qualità dei servizi erogati. Inoltre sono state costituite, alle dirette dipendenze del CFO, due nuove unità dedicate, rispettivamente, al presidio delle attività di valutazione e gestione dei rischi industriali (*Industrial Risk Management*) e al presidio delle attività assicurative (Gestione Attività Assicurative). Contestualmente l'unità Assicurazioni è stata soppressa e la società Eni Insurance è stata posta alle dipendenze del CFO;
- la modifica dell'articolazione organizzativa della funzione Approvvigionamenti (ridenominata *Global Procurement and Strategic Sourcing*) con l'obiettivo di rafforzare il presidio sull'estero e ottimizzare il processo di pianificazione degli approvvigionamenti attraverso una maggiore integrazione con le strutture di linea richiedenti (sono stati costituiti a tal fine specifici *Competence Center* composti da risorse degli approvvigionamenti e da referenti tecnici di linea);
- la ridefinizione dell'assetto organizzativo della direzione Affari Legali, attraverso il consolidamento dell'articolazione per area geografica e il rafforzamento del presidio sulle tematiche di *compliance* e *antibribery* (il nuovo assetto organizzativo è stato formalizzato il 1 dicembre 2009 con decorrenza effettiva 1 gennaio 2010);
- la ridefinizione dell'assetto organizzativo della direzione Strategie e Sviluppo, che ha riguardato in particolare il potenziamento delle attività di indirizzo e controllo in materia di innovazione tecnologica e il presidio integrato delle strategie di lungo periodo;
- l'avvio del progetto "Nuovo sistema normativo Eni" finalizzato a definire un sistema di norme e procedure orientato ai processi, più fruibile ed efficace ed in linea con l'evoluzione del modello organizzativo di Eni. Le attività di progetto hanno visto la conclusione della fase di "disegno" a dicembre 2009 e l'avvio di progetti pilota per testare le soluzioni individuate. Inoltre, a inizio 2010, verrà reso operativo un nuovo sistema informativo di supporto alla consultazione dei documenti, che consentirà anche una vista per processi.

Per quanto riguarda le attività di *business* sono continuate le attività di adeguamento delle strutture organizzative alle esigenze di *business* e ai piani industriali definiti, nonché al perseguimento della massima efficienza nel rispetto delle migliori condizioni di sicurezza e tutela della salute e dell'ambiente.

Gestione e sviluppo delle risorse umane

L'analisi di clima "Eni secondo te 2008" è stata un'occasione importante per raccogliere opinioni e suggerimenti da parte delle persone Eni. In seguito alla rilevazione, Eni ha lanciato nel 2008 e proseguito nel 2009 una serie di iniziative volte a migliorare la comunicazione, la *leadership* e il coinvolgimento, nonché a fornire un supporto sempre maggiore ai fini della conciliazione tra vita privata e vita lavorativa (di cui ai paragrafi successivi). Queste iniziative sono state raccolte in un sito dedicato che sarà lanciato nel 2010, anno in cui sarà progettata la nuova *survey*.

È proseguita l'attività di integrazione e revisione dei diversi strumenti di gestione e sviluppo utilizzati da Eni, che ha portato alla definizione di un nuovo processo di *feedback* formalizzato collegato alla valutazione della *performance* annuale. A supporto del processo di *feedback* è stata avviata nel 2009 la definizione di un "modello di eccellenza Eni", con l'obiettivo di supportare i responsabili nell'attività di valutazione delle risorse e favorire la diffusione di un linguaggio comune. Il modello di eccellenza sarà comuni-

cato a tutte le risorse di Eni e utilizzato nell'ambito dei momenti di valutazione e sviluppo. È proseguita la mappatura di tutte le risorse manageriali attraverso lo strumento della *Management Review* che tiene conto delle potenzialità di sviluppo e dei livelli di *performance* espressi. Per le risorse a più alto potenziale di sviluppo è stata approfondita la valutazione della spendibilità manageriale attraverso strumenti e metodologie specifici. Le risultanze di tali processi hanno contribuito all'aggiornamento del *succession plan*, strumento di supporto al vertice nelle decisioni relative alle risorse manageriali di primario interesse.

L'anno 2009 ha visto, nell'ambito dell'attività di *Compensation & Benefit*, la realizzazione di una serie di progetti e iniziative tese a migliorare l'integrazione delle politiche retributive rispetto ai contesti locali e la congruità dei sistemi di remunerazione rispetto alle prassi di mercato a livello globale.

Un'importante iniziativa ha riguardato l'adeguamento delle politiche retributive di mobilità internazionale, fattore critico per lo sviluppo ed il presidio del *business* all'estero.

In un'ottica di valorizzazione del sistema di *benefit*, è stato intrapreso in Italia un programma di comunicazione a sostegno dell'offerta aziendale in materia di previdenza e assistenza sanitaria integrativa; è stata, inoltre, avviata a livello internazionale la definizione di un modello di *governance* globale dei piani pensionistici e l'estensione delle politiche del *benefit* auto aziendale.

Formazione e comunicazione interna

In risposta alla prima analisi di clima ("Eni secondo te" realizzata nel 2008), nel 2009 sono state realizzate molte attività di formazione finalizzate a sviluppare la *leadership*, migliorare la relazione capo-collaboratore, sostenere la motivazione individuale e favorire le condizioni di un benessere organizzativo diffuso.

A queste iniziative, che includono anche le attività realizzate per i dirigenti coinvolti nel progetto "*feedback* 360°", hanno partecipato oltre 1.100 responsabili di risorse provenienti da tutti i *business*.

Inoltre, a fine 2009 è stata avviata un'attività di formazione mirata ai *manager* chiave, in tema di valutazione e *feedback* ai dipendenti, che proseguirà nei primi mesi del 2010.

Complessivamente nel 2009 sono stati spesi per la formazione 49,2 milioni di euro, di cui 30,4 in Italia e 18,8 all'estero e sono state erogate complessivamente 3.097.487 ore di formazione (1.423.051 in Italia e 1.674.436 all'estero), cui si aggiungono 807.969 ore di formazione e 21,2 milioni di euro di spesa, con riferimento alle società non consolidate in particolare all'estero.

Nel corso del 2009 sono proseguite le attività Eni di sviluppo dei sistemi di *knowledge management*: sono stati implementati i sistemi informatici di supporto già in uso e rafforzate le iniziative di *knowledge management* attraverso l'estensione del numero di membri attivi e l'avvio di nuove comunità di pratica nelle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing, nell'area HSE e in Polimeri Europa. Sono stati avviati progetti nella divisione Gas & Power per la realizzazione del portale di *knowledge management* e lo sviluppo di comunità di pratica sia in Divisione che in EniPower.

Nel 2009 è stato inaugurato il 53° Anno Accademico della Scuola Mattei che dal 1957 svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente. Dalla sua fondazione ad oggi, la Scuola Mattei ha formato circa 2.600 laureati, di cui il 55% non italiani provenienti da 110 Paesi. L'anno accademico 2009-2010 vede la partecipazione di 59 allievi (31 risorse straniere e 28 risorse italiane).

È stato dato un particolare impulso alle iniziative di comunicazione interna per promuovere una comunicazione sempre più capillare e costante, in grado di agevolare lo scambio di informazioni e di idee. Il Programma *Cascade*, rivolto a tutta la popolazione aziendale con l'obiettivo di trasmettere ad ognuno come, con il proprio lavoro, possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi aziendali, ha coinvolto nel 2009 30.940 persone in 43 Paesi nel mondo ed è stata strutturata in 484 incontri a cascata dislocati in 103 siti.

Tutti i programmi di comunicazione interna sono presenti nel portale *intranet Myeni*, all'interno di una piattaforma unitaria di condivisione delle informazioni a cui hanno accesso circa 31.700 dipendenti.

Inoltre è proseguito il programma di estensione del *Myeni* all'estero, portando il numero di utenti fuori dall'Italia a oltre 5.400 (+34%). Sono stati anche incrementati i canali di comunicazione, utilizzando strumenti quali: *digital signage* (sistema di schermi al plasma gestito da un'unica regia centrale, per diffondere video e *news* in tempo reale); *Myeni news* (versione cartacea per coinvolgere maggiormente i dipendenti che non utilizzano il pc nel loro lavoro); *network* di comunicazione interna (rete internazionale di persone Eni che ha il compito di segnalare esperienze di successo, diffondere informazioni e declinare localmente le iniziative trasversali Eni).

Nel 2009 è stato lanciato il "sito *welfare*" come strumento di comunicazione ai dipendenti, sia delle nuove iniziative sia di quelle preesistenti, con l'obiettivo di valorizzare e rendere più visibile l'impegno di Eni verso le tematiche di conciliazione vita privata – vita lavorativa. Continua l'ideazione di nuove attività e servizi che vadano incontro ai bisogni reali e specifici delle persone Eni, come la gamma dei servizi a supporto della famiglia ed i servizi che favoriscono una migliore gestione di tempo e denaro.

Relazioni industriali

Nel 2009, l'attività di relazioni industriali, attraverso un costante dialogo con le organizzazioni sindacali e la sottoscrizione di specifici accordi, ha svolto una funzione di supporto ai cambiamenti organizzativi che hanno interessato Eni e le sue società controllate.

In particolare, si segnalano i confronti con le organizzazioni sindacali sulla cessione del ramo di azienda "Amministrazione e Bilancio di Eni SpA" da Eni SpA ad Eni Adfin SpA e il trasferimento di alcuni *asset* e titoli minerari dalla divisione Exploration & Production alle tre *newco* Società Padana Energia SpA, Società Adriatica Idrocarburi SpA e Ionica Gas SpA.

Il dialogo con le organizzazioni sindacali e gli accordi conseguenti sottoscritti hanno consentito inoltre di favorire la realizzazione e il completamento di assetti organizzativi anche per le divisioni Gas & Power e Refining & Marketing. In ambito associativo è stato rinnovato il CCNL dell'Industria Chimica, mentre sono attualmente in corso le trattative per il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio e del CCNL Gas Acqua.

Con riferimento al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativo dell'Energia (FASIE), è stato completato il percorso di sintesi e superamento delle preesistenti esperienze dei fondi di settore FIS (aziende Eni) ed ASSIDIM (aziende ex petrolio privato), unificando le condizioni e le modalità di assistenza sanitaria per tutti i lavoratori del settore energia e petrolio, che saranno operative da gennaio 2010.

A livello internazionale, è stato rinnovato, nel mese di marzo 2009, tra Eni e l'*International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers Union* (*ICEM*) e i sindacati italiani, l'accordo sulle Relazioni Industriali a livello internazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa. Nel mese di giugno 2009 a Lisbona si è svolto il periodico incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo (*CAE*), giunto alla sua 13ª edizione.

Salute

Eni persegue l'impegno di garantire la tutela della salute delle proprie persone, delle comunità che vivono in prossimità dei suoi impianti e di tutti coloro che entrano in contatto in diversi momenti con le sue attività.

In particolare Eni ha adottato un approccio "di sistema" in tutte le attività operative in Italia ed all'estero basato sullo sviluppo di un sistema di gestione della salute integrato HSE in linea con la normativa internazionale OHSAS 18001.

Nell'implementazione del sistema di gestione della salute sono realizzati studi di valutazione del profilo sanitario del Paese e l'analisi dei rischi per la salute attraverso:

- *Health Risk assessment*;
- *Health Survey*;
- verifiche di conformità per Medicina del lavoro ed Assistenza Sanitaria (*Occupational Health & Medical Support Gap Analysis – OH&MS GA*).

Tali metodologie costituiscono la base per lo sviluppo dei piani locali di medicina del lavoro, assistenza sanitaria e gestione delle emergenze.

Al fine di ottimizzare la gestione della salute, Eni sta implementando un sistema documentale esteso a tutte le unità di *business* attraverso l'integrazione dei sistemi già esistenti. Si conferma un forte impegno nelle attività di prevenzione anche all'estero con interventi rispondenti alle Leggi locali e agli *standard* Eni e stabilendo, in assenza di proprie strutture sanitarie, anche accordi di servizio con altre compagnie del settore attive nell'area.

A livello europeo è continuato l'impegno Eni nell'applicazione del Regolamento *REACH* (*Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals* – Regolamento CE n. 1907/2006): si stimano in 150 i prodotti/sostanze presenti in Eni coinvolti nell'attuazione di questo Regolamento.

Sicurezza

Eni dedica continuamente un grande impegno e significative risorse alla tutela della sicurezza dei propri lavoratori e contrattisti, delle popolazioni interessate dalle attività, dei propri *asset* produttivi.

Sulla base dell'analisi delle attività, della *performance* e del *benchmarking* verso i *competitor*, ogni anno viene aggiornata una strategia di breve e medio termine (quadriennale) che prevede interventi migliorativi della sicurezza attraverso:

- il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle persone Eni, che quest'anno ha visto anche un rinnovato *focus* sulla sicurezza di processo;
- il supporto tecnologico ed operativo all'attività delle unità di *business*;
- la *compliance* alla normativa italiana Testo Unico salute e sicurezza dopo le correzioni ed integrazioni apportate dal D. Lgs. 106 e analisi dell'impatto sulle diverse attività;
- il miglioramento continuo della *performance* nelle aree critiche.

Su queste linee di intervento sono state avviate le seguenti iniziative:

- nel campo del rafforzamento continuo della cultura della sicurezza nelle persone Eni si segnala il nuovo progetto "*Comunicare la Sicurezza*", sviluppato e promosso da HSOE Corporate e dalla Comunicazione Interna sulla base di un'accurata analisi delle cause di infortunio più ricorrenti, da cui emerge una componente rilevante (oltre il 60%) legata a fattori comportamentali come sottovalutazione del rischio, scarsa concentrazione, ecc. Il progetto è un'iniziativa trasversale a 11 unità di

business, implementata in oltre 100 siti e diretta a dipendenti e a fornitori di servizi (circa 60.000 persone). La prima fase operativa (*Teasing*), partita il 18 dicembre 2009, anticipa la diffusione di importanti messaggi sulla cultura della sicurezza veicolati mediante l'utilizzo di consolidate tecniche mediatiche: grandi affissioni sui luoghi di lavoro, immagini e *slogan* coinvolgenti che accompagnano il soggetto attraverso un percorso di consapevolezza e motivazione;

- l'adozione nelle raffinerie della Divisione R&M della metodologia di sensibilizzazione del *middle management* e delle maestranze denominata *Leadership in Safety*, che è stata sviluppata ed applicata con successo da Saipem in campo internazionale negli ultimi due anni.

In merito al *focus* sulla sicurezza di processo è stato organizzato un importante seminario sul tema che ha coinvolto le unità di *business* con un'ampia partecipazione di direttori e tecnici di stabilimento e di *staff* (oltre 140 partecipanti). Il seminario, aveva l'obiettivo di favorire lo scambio di conoscenze ed esperienze all'interno dell'Eni integrato da interventi sull'approccio europeo alla tematica. Tale iniziativa rientra in un programma di formazione *Top middle management* sugli aspetti HSE, che secondo il modello Cascade sarà esteso ai siti operativi.

Per quanto riguarda il supporto tecnologico è stato messo a disposizione delle unità di *business* il *database* INDACO per la raccolta, la gestione e la diffusione delle informazioni relativi a incidenti, infortuni, *near miss* e condizioni operative sotto *standard*; le unità di *business* più importanti dal punto di vista industriale hanno provveduto quindi all'inserimento dei dati mensili precedenti.

Il supporto alle unità di *business* è anche di ordine tecnologico mediante le simulazioni dell'evoluzione di incidenti occorsi (Congo, Italia) con i modelli previsionali Eni, l'evoluzione delle metodologie di gestione delle emergenze a livello internazionale e la partecipazione alle maggiori esercitazioni di emergenza (Archimede, spargimento di petrolio in mare, con Marina Militare, Italia).

Tra le iniziative per il miglioramento continuo della gestione della sicurezza, si evidenziano:

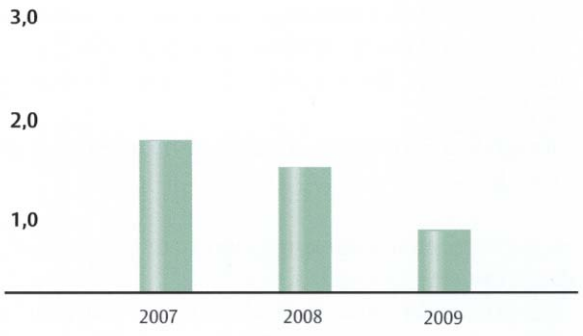
- la linea guida tecnica sulla sorveglianza delle imprese terze;
- il documento di indirizzo sui permessi di lavoro;
- l'aggiornamento dei criteri di *audit* tecnici di sicurezza (in coerenza con il modello di controllo più recente);
- l'evoluzione del *software* 3TER verso la versione *Advanced*, dotata di migliore integrazione e fruibilità dei dati georeferenziati dei siti industriali.

In occasione del sisma in Abruzzo, Eni ha fornito un valido supporto al Dipartimento della Protezione Civile con mezzi operativi e persone qualificate; la nuova sala emergenze HSE ed il personale dell'unità Sicurezza Emergenze Rilevanti hanno garantito il coordinamento tra il Dipartimento e le *business unit* durante le operazioni di messa in sicurezza degli impianti e l'approvvigionamento di carburanti nell'area disastrata.

L'impegno profuso da tutti nel campo della sicurezza ha portato quindi a risultati ancora una volta positivi confermando il *trend* di miglioramento degli ultimi tre anni.

Indice di frequenza infortuni totali Eni [a]

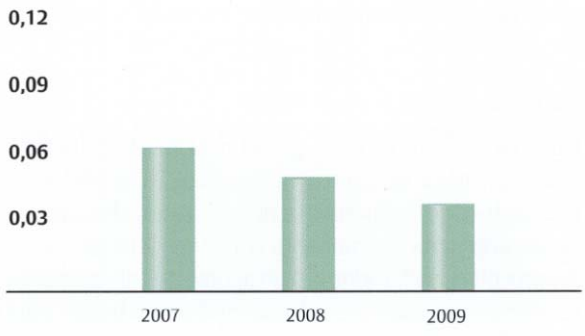
(n. infortuni/ore lavorate x 1.000.000)



(a) Esclusi gli infortuni in itinere.

Indice di gravità infortuni totali Eni [a]

(n. giornate perse/ore lavorate x 1.000)



(a) Esclusi gli infortuni in itinere.

RAPPORTI CON IL TERRITORIO E LE COMUNITÀ

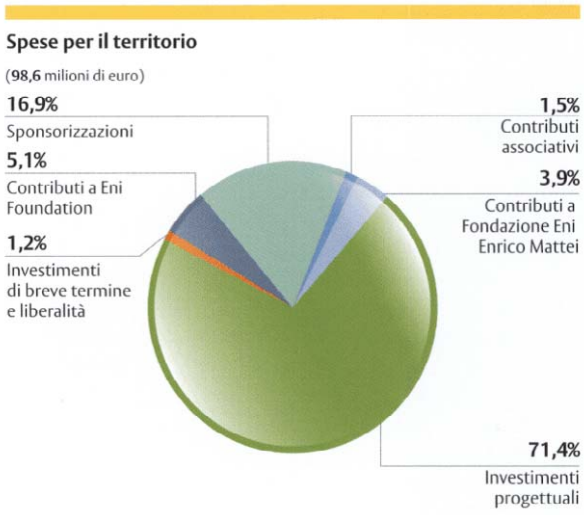
Il modello di cooperazione e sviluppo nei territori

Una delle caratteristiche distintive del rapporto che Eni instaura con le comunità ed i territori in cui opera – fin dai tempi della "Formula Mattei" – è l'elaborazione di strategie improntate al dialogo, alla cooperazione ed alla creazione di iniziative e progetti per l'attivazione di percorsi di sviluppo, rispettosi delle specificità locali. Gli strumenti, di cui l'azienda si avvale per realizzare il proprio modello di cooperazione nei Paesi in cui opera, sono la promozione di un dialogo aperto e proattivo con i principali interlocutori; la definizione di accordi integrati (*Memorandum of Understanding* o Protocolli d'Intesa) con i soggetti dei Paesi o delle Regioni; la promozione del *local content*, attraverso il potenziamento delle filiere di fornitura locale; il sostegno ad iniziative di sviluppo per l'autodeterminazione dei sistemi socioeconomici locali; l'azione filantropica integrata di Eni Foundation.

Nel 2009 è proseguito l'impegno nel consolidamento delle relazioni con i Paesi produttori, in primis attraverso la definizione di accordi che integrano, al *business* tradizionale, azioni volte a promuovere uno sviluppo sostenibile del Paese. Le azioni condotte confermano l'impegno verso le Regioni di maggior interesse strategico, con particolare riferimento alla Regione Sub-Sahariana, la cui presenza operativa risale ai primi anni '60 e dove Eni è attiva nei principali Paesi produttori, quali l'Angola, la Nigeria, la Repubblica del Congo, il Gabon e il Mozambico.

Nel 2009 sono stati siglati accordi in Angola, Kazakhstan, Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Pakistan e Turkmenistan. Nel febbraio 2009, in Angola, Eni ha firmato con Sonangol i primi accordi previsti nel *Memorandum of Understanding* che comprendono il contributo alla crescita sostenibile delle infrastrutture energetiche nel Paese e l'implementazione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani. Nell'ambito dell'*agreement* di cooperazione siglato con il Ministero del Petrolio egiziano, Eni si è impegnata a mettere a disposizione le proprie infrastrutture e le competenze di Eni Corporate University per un programma congiunto di formazione, finalizzato allo sviluppo di risorse selezionate di alto profilo. Nel novembre 2009 è stato firmato un accordo di collaborazione con la Repubblica del Turkmenistan, nell'ambito del quale Eni si impegna a definire un intensivo piano di formazione per il personale locale. In Basilicata, è stato sottoscritto l'Addendum al Protocollo di Intenti tra Regione Basilicata ed Eni, che attiva gli accordi attuativi per lo "Sviluppo sostenibile" e per la "Gestione del sistema di monitoraggio ambientale" sulle attività *upstream* in Val d'Agri, con l'erogazione di importi annuali, nel corso rispettivamente di 10 e 15 anni, per un valore complessivo circa 67 milioni di euro. Infine, lo scorso anno, Eni ha siglato con il Ministero dell'Istruzione e dell'Università degli Studi dell'Aquila un Protocollo d'intesa per l'avvio del progetto "Un ponte per l'innovazione".

Nel 2009 la spesa complessiva per il territorio è stata pari a 98,6 milioni di euro.



Il coinvolgimento delle comunità e la conoscenza del territorio

Eni si pone come parte integrante del territorio nel quale opera aprendo in maniera proattiva spazi di dialogo e confronto con le comunità locali. Il coinvolgimento degli *stakeholder* a livello locale è previsto in ogni fase di progetto di *business*. Inoltre, per gestire e valutare gli effetti dell'attività di Eni sui territori in cui opera, Eni conduce studi di fattibilità e valutazioni di impatto. Al fine di migliorare e affinare questi strumenti, alla fine del 2009, Eni ha intrapreso una collaborazione con *International Business Leaders Forum* (*IBLF*), con l'obiettivo di integrare criteri di valutazione degli impatti direttamente connessi ai diritti umani nelle pratiche di *business* (analisi di impatto).

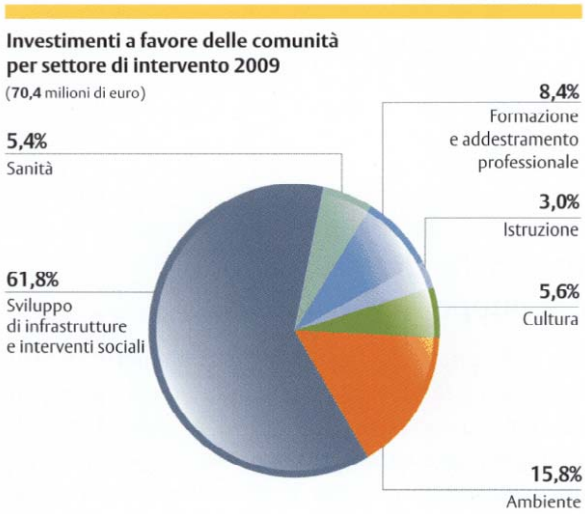
Nel corso del 2009, nell'ambito delle attività di esplorazione e produzione Eni, sono stati realizzati numerosi studi di valutazione e analisi degli impatti ambientali e sociali, dei rischi sociali e di salute (*ESIA - Environmental and Social Impact Assessment*, *SIA - Social Impact Assessment*, *EIA - Environmental Impact Assessment*, *HIA - Health Impact Assessment*, SBA - *Social Baseline Assessment*) in Algeria, Angola, Congo, Mali, Indonesia, Italia, Mozambico, Nigeria, Australia, India e Pakistan.

Lo sviluppo del territorio

Eni si pone l'obiettivo di creare opportunità per i territori di presenza, nel rispetto della direzione scelta dalle comunità locali, attraverso programmi e progetti sempre più integrati e di lungo termine, come ad esempio il *Green River Project*, che sin dal 1987 sostiene e accompagna lo sviluppo delle comunità locali nelle aree di operatività Eni in Nigeria.

Nel 2009 sono state avviate numerose iniziative per lo sviluppo delle filiere socio-economiche locali, attraverso il potenziamento del procurato locale, le azioni di microcredito, il *local empowerment*, la formazione professionale e per la dotazione di infrastrutture e servizi di base per le comunità.

Nel 2009 sono stati investiti a favore delle comunità 70,4 milioni di euro, di cui più del 60% per lo sviluppo di infrastrutture e interventi sociali.



Nel 2009 è proseguito in Basilicata, in collaborazione con FEEM e con il Consorzio Aaster, il progetto "Missione di Comunità", che ha visto la realizzazione di attività di coinvolgimento territoriale, tra cui incontri e momenti di pubblico dibattito con attori territoriali per la promozione turistica, consorzi di imprese e parti sociali.

Un'attenzione particolare è stata posta nel 2009 alla valorizzazione della filiera del turismo e a quella delle piccole imprese, legate all'indotto Eni, con la realizzazione di un percorso naturalistico-didattico e l'inaugurazione del centro didattico "Energia e Territorio", nei pressi del Comune di Calvello. Eni ha poi avviato, in collaborazione con Civita, il progetto volto alla valorizzazione del patrimonio culturale locale, che interessa 23 comuni della Val d'Agri e della Val Camastra e che ha visto la realizzazione di studi e analisi di contesto. Inoltre ha realizzato attività volte alla valorizzazione degli itinerari naturalistici e ha avviato, in collaborazione con Shell, nell'ambito di uno specifico Protocollo di Intesa con la Soprintendenza dei Beni Culturali della Regione Basilicata, il progetto di recupero e valorizzazione del sito archeologico della Villa Romana di Barricelle.

Nel maggio 2009, Eni ha sottoscritto un protocollo con l'Università degli Studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione denominato "Un ponte per l'innovazione", volto a sostenere la ricerca e a favorire in modo sostenibile la ripresa economica del capoluogo aquilano, colpito dal disastroso sisma avvenuto nel mese di aprile, attraverso la dotazione di risorse umane, finanziarie e strutturali.

In Kazakhstan nel 2009 sono stati investiti 7 milioni di dollari per la realizzazione di corsi di formazione professionale per i dipendenti locali, e circa 10 milioni di dollari per infrastrutture quali scuole, ospedali e centri sportivi e culturali, con l'obiettivo di favorire le politiche di sviluppo sociale ed economico del Paese.
In Pakistan è proseguito, nel 2009, con un investimento di 420 mila dollari, il *Bhit Rural Support Program* (*BRSP*), un programma di sviluppo rurale basato sulla promozione delle capacità locali per la realizzazione di iniziative di sviluppo del contesto e quindi sul coinvolgimento diretto delle comunità nella definizione e attuazione di attività quali progetti di formazione professionale e di microcredito per l'avvio di piccole imprese, la creazione e gestione di infrastrutture per il miglioramento delle condizioni di vita delle comunità locali, attività di supporto all'allevamento e all'agricoltura.
A Timor Est è proseguito il programma integrato di sviluppo rurale avviato nel 2008 in *partnership* con l'ONG internazionale *Care* e finalizzato al miglioramento della salute e delle condizioni di vita di 6 villaggi dei Distretti di Bobonaro e Covalima. Sono stati realizzati più di 100 corsi di educazione alimentare e alla salute, la fornitura di 140 orti e la formazione di 364 produttori agricoli.

Paese	Ambito tematico / attività 2009
Algeria	Realizzazione di infrastrutture per l'elettrificazione a energia solare e la fornitura idrica in collaborazione con la Fondazione Sonatrach-Tassili; a Setif, formazione e impiego di tecnici locali per le attività di restauro del mosaico di Bacco (età romana); sponsorizzazione del 2° Festival Culturale Panafricano; valutazioni di impatto ambientale e sociale.
Angola	Firma di alcuni degli accordi specifici previsti dagli *item* dell'accordo quadro (MoU) tra cui il Protocollo di cooperazione per l'educazione siglato con Sonangol.
Australia	Realizzazione di attività di *empowerment* locale e di progetti di *capacity building* e sostegno all'imprenditoria locale aborigena; campagne per la tutela della salute delle donne e dei bambini; sostegno e valorizzazione della cultura aborigena valutazioni di impatto sociale.
Repubblica del Congo	Realizzazione di infrastrutture idriche, progetti di sviluppo agricolo e di edilizia scolastica; costituzione del Comitato di Monitoraggio e del Gruppo di Lavoro per il progetto pilota "Palma da olio".
Ecuador	Realizzazione di infrastrutture stradali e per rifornimento idrico; edilizia sanitaria e scolastica; firma di accordi di cooperazione con le comunità indigene nell'area di influenza del Villano Project.
Egitto	Campagne di sensibilizzazione sulla sicurezza stradale; realizzazione di corsi sulla salute e sicurezza; sostegno alle strutture sanitarie; sostegno all'istruzione con erogazione di borse di studio.
India	Analisi del contesto sociale nelle isole Andamane.
Indonesia	Realizzazione di infrastrutture stradali; iniziative a supporto dello sviluppo agricolo; sostegno a progetti di chirurgia specializzata; valorizzazione del patrimonio culturale locale; valutazioni di impatto ambientale e sociale.
Italia	Basilicata – Sottoscrizione dell'Addendum al Protocollo di Intenti tra Regione Basilicata ed Eni; supporto allo sviluppo della filiera turistica locale e avvio/rafforzamento delle relazioni con i protagonisti delle filiere di sviluppo; valorizzazione di itinerari naturalistici e realizzazione del percorso naturalistico didattico; realizzazione del primo bilancio sociale territoriale della Val Camastra (FEEM); istituzione del "Tavolo di Garanzia" tra Eni e gli *stakeholder* locali; realizzazione di corsi di formazione per i giornalisti (con FEEM) e di iniziative didattiche; recupero e valorizzazione del patrimonio culturale locale; valutazioni di impatto ambientale e per la salute. L'Aquila – firma del Protocollo d'intesa per l'avvio del progetto "Un ponte per l'innovazione". Ravenna – Valutazione di impatto socio-economico.
Kazakhstan	Realizzazione di infrastrutture per l'edilizia sanitaria, scolastica e comunitaria, per la fornitura di gas e di acqua; promozione di attività di *empowerment* locale per l'imprenditoria; sostegno alla cultura, formazione e addestramento; valutazioni di impatto sociale.
Libia	Realizzazione di infrastrutture per l'edilizia sanitaria e scolastica; riabilitazione del complesso museale e creazione di un nuovo itinerario nel Sito Archeologico di Sabratha; studio per la gestione dei rifiuti solidi urbani, speciali e ospedalieri; inaugurazione del laboratorio di analisi del Dipartimento di ingegneria ambientale dell'Università di Sabratha - Seventh of April University; supporto al programma di cura per malati di AIDS; valutazioni di impatto ambientale.
Mali	Realizzazione di pozzi d'acqua per le comunità locali alimentati ad energia solare; progetti di formazione per personale medico e sanitario locale; valutazioni di impatto ambientale e sociale.
Mozambico	Ripristino della rete idrica; realizzazione di corsi di formazione e addestramento; valutazioni di impatto ambientale.
Nigeria	Firma del MOU per realizzare azioni nel campo della scolarizzazione, della fornitura di energia, della tutela della salute, delle infrastrutture e della difesa delle aree costiere; potenziamento delle reti idriche e stradali, infrastrutture civili, sanitarie e scolastiche; realizzazione di progetti di microcredito, sviluppo delle risorse umane, sostegno all'imprenditoria rurale; erogazione di borse di studio; valutazioni di impatto ambientale.
Norvegia	Realizzazione di un centro di *bird watching*; programmazione lavori per la costruzione dell'Artic Slow Food Centre; progetti scolastici per l'accrescimento delle conoscenze sulle tematiche industriali.
Pakistan	Firma di accordi di partenariato per il triennio 2010-13 con ONG locali; realizzazione di progetti integrati di supporto rurale con attività di *capacity building*; realizzazione di infrastrutture idriche, edifici e servizi sanitari; supporto alle attività di strutture mediche; corsi per la promozione della sicurezza alimentare, corsi di computer, progetti scolastici; valutazioni di rischio sociale.
Timor Est	Realizzazione di progetti integrati di sviluppo rurale per la promozione dell'imprenditoria locale, l'educazione alla salute e alla nutrizione, la formazione e *capacity building*; programmi di educazione all'igiene, alla nutrizione, ai diritti dell'infanzia e alla tutela della salute infantile e materna; valutazioni di impatto ambientale.

Eni Foundation

Nel 2009 è proseguito e si è rafforzato l'impegno della Fondazione soprattutto nel continente africano, in particolare nell'ambito di iniziative a sostegno della salute dell'infanzia e delle donne. Sono in corso i progetti "Salissa Mwana" e "Kento Mwana" nella Repubblica Democratica del Congo e il "Progetto Kilamba Kiaxi" in Angola. Nel 2009, nella Repubblica Democratica del Congo, quasi 5.000 donne in stato di gravidanza si sono rivolte ai centri sanitari preposti che mettono a disposizione *test* e protocolli di prevenzione per HIV. In Angola circa 150 mila bambini hanno beneficiato di un programma di miglioramento delle condizioni di salute.

La tutela e la valorizzazione degli ecosistemi

Eni è da tempo impegnata nella tutela della biodiversità e degli ecosistemi attraverso un approccio organico al territorio, capace di evidenziare rischi e opportunità connesse ad una migliore gestione delle risorse, alla valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale e sociale dei Paesi in cui opera.

Nel corso del 2009 sono state, inoltre, raccolte numerose informazioni all'interno del *World Database on Protected Areas* (*WDPA*), sviluppato attraverso l'iniziativa "Proteus 2012" promossa da *United Nations Environmental Program* (*UNEP*) - *Word Conservation Monitoring Centre* (*WCMC*), a cui Eni ha aderito dal 2008 con l'obiettivo di mappare i siti operativi rispetto alla presenza di biodiversità riducendo così i rischi derivanti dall'operare in questi contesti.

Dal 2009, Eni fa parte anche dell'*Environmental Services, Tools & Markets Working Group* promosso da *Business for Social Responsibility* (*BSR*), che rappresenta, ad oggi, la più importante iniziativa dedicata alle imprese per il confronto e l'analisi degli strumenti e delle metodologie più all'avanguardia per la valutazione dei servizi ecosistemici in tutto il ciclo di vita degli impianti.

La cultura dello sviluppo sostenibile

La promozione e il sostegno della cultura, quale leva per l'educazione e la formazione delle nuove generazioni, sono diventati un tratto distintivo di Eni.

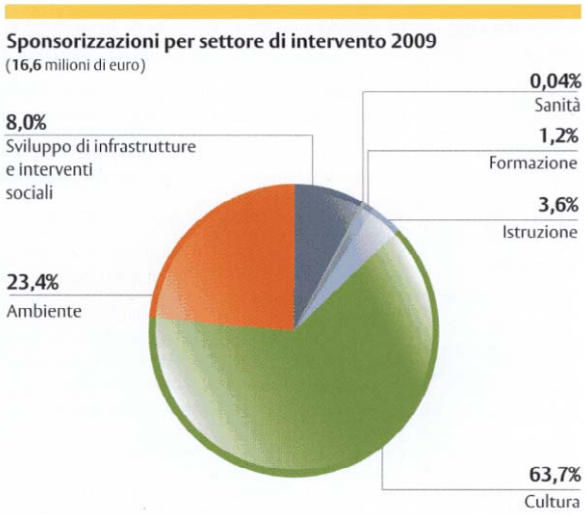
Eni sostiene la ricerca scientifica collaborando a progetti internazionali e finanziando borse di dottorato. Nel 2009 è stata affidata a Eni Corporate University (ECU) l'attività di gestione e di coordinamento di tutte le iniziative formative e di ricerca portate avanti in collaborazione con le Università e i Centri di Ricerca.

Gli investimenti sostenuti nel 2009 con Università e Centri di Ricerca sono stati pari a 28,5 milioni di euro (49% in Italia, 51% all'estero). Più della metà delle collaborazioni ha riguardato le attività di ricerca (compresi i contratti di servizio), il 17% le attività di formazione e 23% borse di studio e altri contributi.

Nel maggio 2009 Eni ha firmato un Protocollo di Intesa con l'Università degli Studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, dando il via al progetto "Un ponte per l'Innovazione". Il Protocollo prevede l'accoglienza in strutture Eni di dottorandi, ricercatori e stagisti dell'Università, la progettazione e costruzione di un Centro di Ricerca a titolo di contributo a favore dell'Ateneo abruzzese e l'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una Centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila.

Eni sostiene la cultura anche attraverso sponsorizzazioni selezionate in base a criteri quali l'affinità all'immagine e all'identità dell'azienda, il legame con il territorio, l'aderenza agli obiettivi commerciali e l'alta visibilità mediatica, sempre secondo principi di Sostenibilità.

Nel 2009 Eni ha sponsorizzato progetti e iniziative per un valore complessivo di 16,6 milioni di euro.



Nel 2009 Eni è stata *partner* istituzionale delle attività Museali della Fondazione Musei Civici di Venezia e ha portato avanti il sostegno a importanti manifestazioni culturali sul territorio italiano, quali il Festival di Mantova e il Festival di Ravenna. Eni è stata, inoltre, *partner* della seconda edizione del Festival della Città e del Territorio di Ferrara incentrato sul tema "comunità" declinata in tutte le sue anime.

Attraverso l'Archivio Storico di Eni, nel 2009, è stata condotta una ricerca storica sul *brand* di Eni, nell'ambito delle attività di comunicazione sulla "*new identity*" ed è stata realizzata la *fiction* "Enrico Mattei, l'uomo che guardava al futuro", in collaborazione con Rai e Lux Vide, una delle fiction più viste nella storia della televisione italiana. Infine, l'archivio ha partecipato al primo *European Oil and Gas Archives Network*, svoltosi in Norvegia, insieme

ad alcuni dei più importanti *player* del settore, da Total a ConocoPhillips a Hydro Statoil.

Le attività della Fondazione Eni Enrico Mattei

La Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) ha compiuto quest'anno venti anni di attività di ricerca nel campo dello sviluppo sostenibile, ed è oggi considerata uno dei centri di eccellenza internazionali nello studio di tematiche energetiche e ambientali.

La Fondazione oggi affianca Eni in azioni volte a favorire lo sviluppo sostenibile sul territorio e in particolare nella regione Basilicata, attraverso attività di formazione, di ricerca e di supporto alle istituzioni locali.

Il 2009 è stato un anno importante sul fronte della ricerca: nell'anno in cui i governi di tutti i Paesi del mondo si sono riuniti a Copenaghen per stabilire un accordo sulle future politiche per il clima (COP15), la FEEM ha cercato di quantificare la sostenibilità attraverso indicatori complementari al Pil.

Il 2009 è stato un importante anno di innovazione anche sul fronte della promozione della ricerca, della divulgazione scientifica e della comunicazione, tre fattori che hanno contribuito a confermare la rilevanza e l'elevato impatto della FEEM.

Sono confermati nel 2009 anche gli importanti accordi di collaborazione in essere con prestigiose istituzioni nazionali ed internazionali quali la Fondazione Giorgio Cini di Venezia e l'americano Monitor Group.

LA RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

Scenario di riferimento

L'impatto sull'ambiente delle attività produttive è da anni oggetto di un'abbondante e sempre più stringente normativa nazionale ed europea. Nel 2009 il legislatore ha confermato questa tendenza. A livello nazionale la Legge 68/2009 delega il Governo ad adottare, entro il 30 giugno 2010, Decreti Legislativi recanti disposizioni integrative e correttive del "Codice Ambientale", volti a semplificare e riordinare la normativa ambientale – D. Lgs. 152/2006. Con il Decreto Ministeriale del 17 dicembre 2009 viene introdotto il sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (Sistri). Anche il quadro normativo europeo è stato fortemente modificato. Ad aprile è stata pubblicata la Direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio. Dal 10 ottobre è in vigore la disciplina sanzionatoria REACH. Nel mese di novembre l'UE ha ufficializzato l'avvio del nuovo Registro E-PRTR (*European Pollutant Release and Transfer Register*) che contiene i dati annuali 2007 di oltre 24.000 complessi operanti in 65 attività economiche. Alla fine del 2009 è entrato in vigore il nuovo regolamento EMAS (n.1221/2009). A fine dicembre è stata emanata la decisione della Commissione Europea che determina un elenco dei settori e dei sottosettori ritenuti esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Nonostante il *trend* in continua crescita della normativa ambientale, Eni cerca di portare avanti le proprie attività andando oltre il semplice rispetto della normativa vigente. In tutte le attività produttive Eni applica le *best practices* di riferimento garantendo un'alta qualità dei prodotti nel rispetto delle risorse ambientali. Eni applica e promuove i più efficienti sistemi di gestione ambientale, sensibilizza il *management* sugli aspetti ambientali, utilizza le migliori tecniche disponibili, garantisce alle proprie risorse ampia formazione ambientale. Eni persegue obiettivi di *performance* ambientali sempre più ambiziosi, estendendo alti *standard* ambientali anche ai fornitori ed appaltatori e presso le proprie consociate estere.

Una completa informativa sulla riduzione dell'impronta ambientale è consultabile al sito *web* www.eni.com "Sezione Sostenibilità" e nel "Bilancio di Sostenibilità".

Gestione ambientale

Eni persegue l'obiettivo di un'elevata *performance* ambientale delle proprie attività grazie ad estesi programmi di certificazione del Sistema di Gestione HSE, implementato in tutte le aree di *business* ed in linea con il Modello di Sistema di Gestione, aggiornato a gennaio 2010.

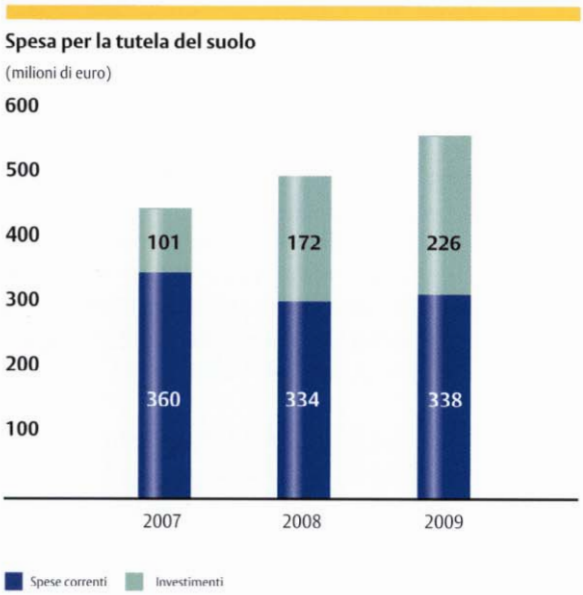
Nella primavera 2009, è stato pubblicato da EPA (*US Environmental Protection Agency*) l'articolo "Eni Success Story" che attesta la partecipazione Eni nell'ambito della *partnership* internazionale M2M (*Methane to Markets*) e conferma un contributo importante dell'azienda alle iniziative innovative intraprese per la riduzione delle emissioni di metano. Il progetto promuove il recupero di metano ed il suo utilizzo come fonte di energia pulita per favorire la crescita economica e la sicurezza energetica, migliorare la qualità dell'aria e ridurre le emissioni di gas serra.

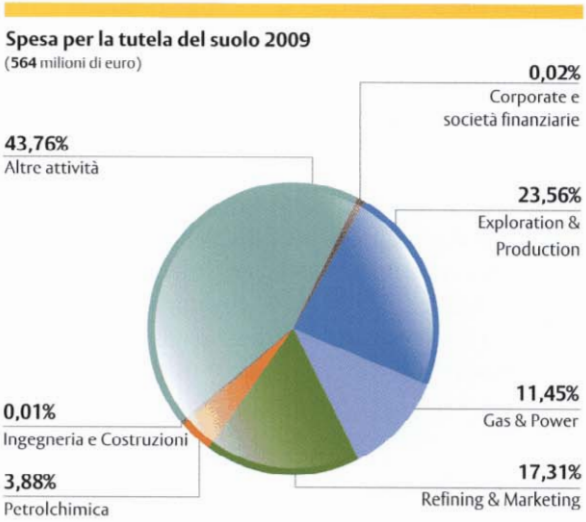
Nel corso del 2009 sono state ulteriormente rafforzate le attività di pianificazione e di controllo periodico: il processo di pianificazione ha permesso di definire obiettivi di miglioramento complessivi Eni relativi ai temi ambientali più significativi e di inserire nel Piano industriale i progetti che ne permetteranno il loro soddisfacimento.

Attualmente è in fase di completamento il progetto Eni PRTR (*Pollutant Release and Transfer Register*) di implementazione del sistema informativo centralizzato per i moduli Aria, Acqua, Suolo e Rifiuti. Il progetto è volto a soddisfare i requisiti dettati dal Regolamento Europeo 166/2006/CE finalizzato alla messa a punto di un Registro europeo integrato delle emissioni e dei trasferimenti di

sostanze inquinanti e consentirà di integrare, uniformare e migliorare la gestione ambientale a livello centrale, in termini di monitoraggio delle *performance*. Il sistema, in fase di rilascio alle *Business Unit*, sarà operativo per la raccolta dei dati ambientali 2010.
Nel 2009 Eni ha ottenuto 5 autorizzazioni integrate ambientali (AIA) per 4 siti di competenza nazionale (Raffineria, Centrale elettrica, Piattaforma, Petrolchimico) mentre gli altri siti si trovano in una fase avanzata del procedimento.
Nell'ambito del piano di certificazione, si rileva la registrazione secondo la norma internazionale ISO 14001 della quasi totalità dei sistemi di gestione delle unità operative più rilevanti.

In Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di registrazione EMAS, mentre numerose consociate estere, impianti petrolchimici e reti di gasdotti hanno ottenuto la certificazione integrata con i sistemi di gestione della sicurezza (OHSAS 18001) o della qualità (ISO 9000) o con entrambi (certificati di eccellenza). Per il settore Exploration & Production 23 società operatrici hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 su un totale di 37; nel settore petrolchimico già nel corso del 2008 è stata completata la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi, già conseguita per la raffinazione. Per il settore elettrico la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi è pianificata per il 2010.





Il *know how* aziendale nel campo HSE è gestito anche attraverso l'area professionale, che è lo strumento di cui Eni si è dotata per la valorizzazione delle risorse che lavorano nel campo HSE con particolare attenzione al loro patrimonio di conoscenze ed *expertise*.
A sostegno dell'area professionale HSE sono state sviluppate CoP trasversali che garantiscono la circolazione e la condivisione della conoscenza ed esperienza tra le diverse attività di *business* di Eni, al fine di ottimizzare le sinergie tra i diversi settori operativi.

Uso razionale delle risorse naturali

La minimizzazione dell'uso delle risorse naturali ed il controllo degli impatti, obiettivi prioritari della gestione ambientale sostenibile, sono ottenuti adottando le migliori tecnologie disponibili e pratiche di gestione in grado di assicurare un adeguato controllo dei rilasci nelle matrici ambientali: aria, acque e suolo.
Eni è costantemente impegnata nella riduzione delle emissioni in atmosfera, assicurando investimenti volti al miglioramento tecnologico dei sistemi di monitoraggio e di abbattimento. Grazie all'impiego delle *Best Available Techniques*, è possibile riscontrare, presso le installazioni Eni, un buon livello di controllo e monitoraggio delle emissioni dei principali inquinanti in atmosfera (es. monossido di carbonio, ossidi di azoto, biossido di zolfo, particolato e composti aromatici). Le emissioni di SO2 e NOx si sono ridotte nel 2009 rispettivamente del 5% e 3%.
Inoltre, lo sviluppo e l'adozione di programmi di efficienza energetica, finalizzati ad ottimizzare l'utilizzo dell'energia nei processi industriali, garantiscono il contenimento di tutte le emissioni in atmosfera. Eni da

tempo è impegnata nell'utilizzo di combustibili a basso impatto ambientale e promuove l'impiego del gas naturale con benefici anche per la qualità dell'aria.

La razionalizzazione dell'uso della risorsa acqua è ottenuta privilegiando lo sviluppo di cicli produttivi integrati basati sul re-impiego delle acque di processo. Nel 2009 i consumi di acqua dolce si sono ridotti del 5%. Nel settore Exploration & Production, i progetti di *water injection* consentono di mantenere la pressione in giacimento, riducendo gli impatti ambientali dello scarico delle acque di formazione.

Nel corso del 2009 le acque di produzione re-iniettate in giacimento da E&P sono aumentate per via delle attività di reiniezione in Libia (nel campo di Bouri – operativo da giugno 2009 – e in quello di Bu Attifel, il cui completamento è previsto nel primo trimestre 2010), in Egitto (la percentuale di reiniezione, pari al 40% nel 2008, alla fine del 2009 è giunta al 50%); in Algeria (a partire dalla seconda metà del 2010 la reiniezione in pozzo raggiungerà il 100%); in Indonesia (nel 2008 tutte le acque di produzione dei siti di Badak, Nilam e Semberah sono state reiniettate in giacimento, nel 2009 il progetto è stato esteso anche ai campi di Pamaguan e Mutiara) e in Kazakhstan, dove negli insediamenti destinati al personale e nelle nuove *facilities* realizzate *offshore* per il progetto Kashagan sono stati realizzati impianti di trattamento delle acque reflue che hanno consentito di ridurre la quantità di acqua potabile da approvvigionare. Inoltre, nel 2009 sono proseguite le attività per l'elaborazione dello *standard* sulla minimizzazione dei consumi e degli scarichi idrici, che hanno già portato ad una riduzione dei consumi idrici di KPO del 17% rispetto al 2008.
La gestione dei rifiuti prodotti è realizzata mediante l'ottimizzazione dei processi produttivi, l'individuazione di iniziative finalizzate a limitare il ricorso alle discariche e il controllo sempre più rigoroso sugli operatori terzi utilizzati. Continua inoltre la pianificazione e gestione delle attività di dismissione/demolizione di impianti industriali, degli interventi di bonifica di suoli e falde e del ripristino ambientale, secondo prassi e procedure nel rispetto della sostenibilità ambientale.
I rifiuti da attività produttive sono paragonabili ai quantitativi del 2008 (circa 1.6 milioni di tonnellate).
Per quanto concerne la gestione dei rifiuti, nel 2009 la Divisione Exploration & Production ha dato seguito all'*assessment* in materia svolto l'anno precedente, con l'emissione di uno standard relativo al "*Waste Management Planning*" di indirizzo per tutte le consociate, che prevede un processo di pianificazione, annuale e quadriennale. Ciò consentirà di monitorare e programmare la gestione delle diverse tipologie di rifiuti prodotti, individuando, ove possibile, anche obiettivi di miglioramento.
Nel settore petrolchimico sono proseguiti gli interventi tecnici e gestionali per la riduzione dei rifiuti totali da attività produttive, mentre Syndial ha attivato un programma per la gestione delle bonifiche in-situ volto a limitare la generazione di rifiuti.
Eni, al fine di tutelare le aree nelle quali opera, ha definito responsabilità e modalità operative per ridurre l'impatto negativo sull'ambiente derivante dagli *oil spill*; gli strumenti operativi prevedono la collaborazione con società esterne e/o organizzazioni internazionali specializzate. In tale ottica, Eni ha sviluppato numerosi progetti di "*oil spill assessment/response/plan*", molti già giunti a completamento. Durante il 2009 è proseguita nelle installazioni industriali della Divisione Refining & Marketing la realizzazione di misure impiantistiche migliorative, sia di prevenzione che di contenimento; nei prossimi anni continuerà l'impegno in tale ambito, con numerosi interventi già pianificati.

Nel 2009, nel settore Exploration & Production sono avvenuti 287 *oil spill* per un totale di 21.574 barili di olio sversato (in aumento rispetto al 2008). Il 71% della quantità sversata è dovuta ad atti di sabotaggio, mentre il volume relativo agli incidenti è in aumento del 33%.
In linea con la crescente sensibilità internazionale volta alla *Green Remediation*, Eni ha fatto proprio il concetto di bonifica sostenibile, cioè con un'attenzione rivolta a tutti gli aspetti ambientali anche esterni al sito, al fine di poter progettare e realizzare interventi di risanamento proteggendo l'ambiente a costi sostenibili e creando valore per la comunità.

Cambiamenti climatici ed emissioni

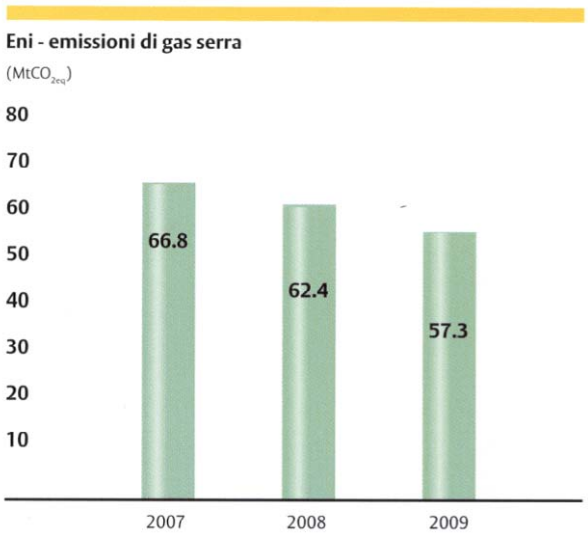
Il Piano di azioni Eni volto alla mitigazione dei cambiamenti climatici, finalizzato nel corso del 2009, è basato su progetti di riduzione del *gas flaring*, progetti di risparmio energetico per l'aumento dell'efficienza degli impianti e progetti di ricerca e sviluppo di tecnologie per il contenimento delle emissioni di CO_2.
In particolare, l'impegno di Eni si focalizza sui seguenti temi:

- **riduzione delle emissioni da *gas flaring***: la divisione Exploration & Production conferma nel proprio piano industriale un *target* di riduzione del *gas flaring* del 70% entro il 2012 rispetto ai livelli del 2007. Al fine di raggiungere tale obiettivo, sono previsti investimenti volti alla realizzazione di nuove e moderne infrastrutture quali condotte per il trasporto gas,

centrali termoelettriche ad alta efficienza e impianti di liquefazione gas;

- **aumento dell'efficienza in tutta la filiera energetica**: dalle attività di produzione (inclusa la riduzione del gas *flaring/venting*) al trasporto e conversione dell'energia, agli usi finali; la Divisione Gas & Power collabora con i clienti finali, erogando servizi di consulenza tecnica per realizzare iniziative di risparmio energetico;
- **studi di fattibilità e programmazione di interventi basati su fonti energetiche rinnovabili** (es. fotovoltaico, biomasse ed eolico);
- **processi di cattura e confinamento geologico della CO_2**: nell'ottobre 2008 Enel ed Eni hanno firmato un accordo strategico per realizzare il primo progetto integrato per la cattura, il trasporto e la sequestrazione geologica dell'anidride carbonica;
- **promozione del metano per autotrazione** quale carburante a basso impatto ambientale che permette anche una riduzione delle emissioni di anidride carbonica rispetto agli altri combustibili;
- **gestione della partecipazione di installazioni allo schema europeo di *Emission Trading*** che, oltre ad assicurare il rispetto della *compliance*, prevede – attraverso l'attività di un team di gestione dei *greenhouse* gas – la focalizzazione sugli aspetti tecnici, economici, finanziari ad esso connesso;
- **costante adeguamento delle procedure interne**: è in corso di aggiornamento il Protocollo di contabilizzazione e *reporting* dei gas serra secondo i nuovi requisiti dettati dalla normativa vigente, dalle *best practice* e dal *Compendium* API 2009.

Si segnala infine la firma di un Accordo di Programma tra Eni e il Ministero dell'Ambiente, nell'ambito del Patto per l'Ambiente al quale hanno aderito altre 10 imprese di rilievo nazionale. L'Accordo prevede circa 450 milioni di euro di investimenti nel periodo 2009-2013, che riguardano *energy saving*, rinnovabili, rete di distribuzione metano auto e ricerca. L'Accordo intende evitare consumi per 160 ktep/anno ed emissioni per 450 $ktCO_2$/anno a partire dal 2013.



Nel 2009 le emissioni totali di gas serra, espresse in tonnellate di CO_2eq e comprensive delle emissioni di CO2 da combustione e da processo, delle emissioni di metano (convertite in CO_2 utilizzando il *Global Warming Potential* pari a 21) e delle emissioni da *flaring* e *venting*, sono in diminuzione dell'8% rispetto ai livelli del 2008. La diminuzione più significativa si è registrata per il settore Exploration & Production, che determina circa il 50% delle emissioni totali di Eni, che ha ridotto le emissioni del 13% rispetto al 2008 grazie alla diminuzione delle emissioni da *flaring* (-20%) e da *venting* (-9%).

IL FUTURO DELL'ENERGIA E L'INNOVAZIONE

Le sfide future dell'energia

La disponibilità di energia è fondamentale per sostenere lo sviluppo sociale e economico mondiale. L'industria energetica si trova a fronteggiare simultaneamente la sfida della crescita dei fabbisogni energetici e le principali tematiche a essa correlate – l'interdipendenza energetica, la sicurezza delle forniture e l'impatto ambientale della produzione e dell'utilizzo delle fonti fossili.

Il tema dell'interdipendenza energetica è cruciale in quanto influenza profondamente i rapporti tra Paesi produttori e Paesi consumatori e, inoltre, risulterà sempre più rilevante nel lungo termine.

La diversificazione delle aree di produzione e delle fonti di energia rappresenta un passo necessario per fronteggiare il tema dell'interdipendenza e della sicurezza delle forniture.

L'aumento e la diversificazione dell'offerta energetica non è un problema di scarsità delle risorse, bensì di limitata accessibilità, complessità tecnica e costi elevati. Le risorse di idrocarburi convenzionali tecnicamente recuperabili sono sufficienti a sostenere gli attuali livelli produttivi ancora per alcuni decenni.

Ma le compagnie petrolifere occidentali hanno limitato accesso alle risorse di idrocarburi più economiche e abbondanti, che sono sotto il diretto controllo delle compagnie nazionali e dei rispettivi governi. Da ciò deriva un assottigliamento di opportunità per le compagnie occidentali, sempre più orientate verso le aree di frontiera (acque ultra profonde, zone artiche, strutture geologiche complesse) costose e tecnicamente difficili da valorizzare.

A ciò si aggiunge che le fonti rinnovabili forniscono attualmente un contributo limitato ai consumi energetici mondiali – il 3% escludendo il contributo di biomasse e rifiuti – a causa della bassa densità di energia e di potenza che le caratterizza e dei loro elevati costi di produzione con le tecnologie oggi disponibili. Inoltre, è ragionevole supporre che, almeno nel medio periodo, in molti casi il costo delle fonti rinnovabili continuerà a essere elevato e generalmente non competitivo rispetto a quello delle fonti tradizionali. È difficile, pertanto, sostenere economicamente lo sviluppo su larga scala di un settore – come quello della generazione da fonti rinnovabili – che necessita ancora di sussidi per crescere. Anche perché, le politiche energetiche volte a incentivare lo sviluppo di tali fonti rischiano di provocare un aumento dei costi eccessivo sia per gli operatori che per i consumatori.

Inoltre, pur in presenza di un tasso di crescita elevato delle fonti rinnovabili, essendo basso il livello di partenza, il loro contributo sul totale dell'offerta mondiale di energia rimarrà contenuto nei prossimi anni, in attesa di importanti *breakthrough* tecnologici che potrebbero realizzarsi nel più lungo periodo.

La dominanza delle fonti fossili nel *mix* energetico porta, dunque, in evidenza il tema dell'impatto ambientale delle attività energetiche: al settore energetico sono attribuite circa il 60% delle emissioni globali di CO_2 di origine antropica (pari a circa 38 miliardi di tonnellate al 2004).

Il percorso che porta alla soluzione delle sfide sopra esposte passa per alcuni pilastri portanti, rappresentati dall'innovazione tecnologica e dall'efficienza energetica nonché dallo sviluppo di nuove forme di collaborazione con i Paesi produttori e con le loro compagnie di stato.

Eni pone un'attenzione particolare a tutti questi aspetti che hanno impatto diretto sull'offerta e sui consumi di energia e sono determinanti per mitigare gli impatti negativi sull'ambiente.

La strategia per l'innovazione tecnologica

L'eredità della crisi finanziaria del 2009 e il relativo rallentamento dei consumi energetici, le pressioni ambientali per il contenimento delle emissioni di gas serra e la crescita dell'impiego di fonti energetiche alternative, consentono di disegnare uno scenario in cui non sono presenti condizioni di scarsità di greggio e gas naturale nel mondo. Ciò nonostante la crescita dei consumi energetici legata allo sviluppo industriale dei Paesi emergenti – *in primis* Cina e India – richiede la messa a punto e la diffusione capillare di tecnologie che riducano l'impatto ambientale della produzione e dell'utilizzo delle fonti fossili, rendendone, in tal modo, lo sviluppo sostenibile.

In coerenza con questa *vision*, dal 2006 Eni ha lanciato una nuova strategia per l'innovazione tecnologica fondata sulle seguenti linee di azione:

(i) avvio del programma "*Along with Petroleum*" per conseguire la *leadership* tecnologica nella valorizzazione dell'energia solare e nella produzione di biocombustibili;

(ii) lancio del fondo *Blue Sky* per il finanziamento di progetti di ricerca caratterizzati da elevati rischi tecnici, i cui risultati fossero in grado di generare notevoli ritorni economici, nell'ambito del *core business* per mezzo di discontinuità tecnologiche;

(iii) nuovo approccio alla gestione e valorizzazione della proprietà intellettuale, basato sul riconoscimento del valore degli *asset* intellettuali generati dalle attività di R&S. Nel 2009 sono state depositate 106 domande di brevetto, con un aumento del 10% rispetto al 2008 e del 54% rispetto al 2007. Tra queste si segnalano, in particolare: 24 domande di brevetto relative a tecnologie di perforazione e completamento, geologia/geofisica/giacimenti, ingegneria, *mid/downstream*; 3 su tecnologie per il trasporto gas; 21 su tecnologie relative a biocarburanti, catalizzatori e processi di raffinazione e ambiente; 9 su solare e biomasse; 15 su tecnologie petrolchimiche;

(iv) nuova politica di alleanze strategiche e collaborazioni scientifiche con Università e centri di eccellenza nel mondo, volta a conseguire discontinuità tecnologiche in tempi più brevi e accrescere le conoscenze e le competenze tecnico-scientifiche delle risorse interne. Il primo esempio è costituto dall'alleanza con il Massachusetts Institute of Technology di Boston (USA). Tale collaborazione è focalizzata sullo sviluppo di tecnologie innovative in ambito solare, ma anche su temi *oil&gas* e di sostenibilità ambientale. A questa, sono seguiti gli accordi quadro con i Politecnici di Milano e Torino e con il CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche);

(v) istituzione del Premio Eni *Award* come riconoscimento alla ricerca scientifica d'avanguardia nell'ambito delle nuove frontiere degli idrocarburi, delle energie alternative e non convenzionali e della protezione ambientale. Nel 2009 questo premio ha raccolto oltre 792 candidature per il premio principale – +82% rispetto all'edizione del 2008 e ben +374% rispetto alla prima edizione del 2007 – e 82 candidature per il premio debutto nella ricerca da parte di altrettanti dottorandi di ricerca provenienti da 25 Università italiane.

I risultati dell'innovazione tecnologica conseguiti nel 2009

Nel 2009 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 207 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi (217 nel 2008; 208 nel 2007). Il personale impegnato nelle attività di R&S al 31 dicembre 2009 è di 1.019 unità (1.098 al 31 dicembre 2008). I principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2009 sono di seguito sintetizzati.

Divisione Exploration & Production

Tecniche avanzate di esplorazione

- ***Depth Velocità Analysis (DVA)***: tecnologia proprietaria basata su codici di calcolo per la ricostruzione di un'immagine del sottosuolo a partire dalle velocità sismiche. Nel 2009 questa tecnologia è stata per la prima volta applicata in campo, con successo, in Egitto e in Angola.
- ***Depositional models for meandering channel systems***: tecnologia proprietaria basata su codici di simulazione geologica che consente di costruire modelli sulle condizioni più favorevoli all'accumulo di idrocarburi. Tale tecnologia è stata utilizzata con successo nella valutazione del potenziale minerario di giacimenti in India e in Angola.
- ***Uncertainty estimation for thinly bedded reservoir***: questa metodologia è stata applicata con successo in Angola ed è utile per la stima del potenziale produttivo di un giacimento in quanto permette una definizione di dettaglio di talune parti del sottosuolo.
- ***Coil shooting***: l'interpretazione dei dati sismici *offshore* acquisiti con questa tecnologia (nave che esegue rotte a spirale, piuttosto che lineari) ha confermato il miglioramento ottenibile nella definizione della geologia del sottosuolo.

Tecnologie di perforazione

- ***Dual casing running***: nel 2009 questa tecnologia è stata impiegata con successo nell'Africa Occidentale. Essa permette di perforare contemporaneamente un pozzo con due diversi diametri e di calarvi contempo-

raneamente rivestimenti (*casing*) di due diametri diversi, riducendo tempi e rischi.

- ***Radial drilling***: questa tecnologia, che Eni è tra le prime compagnie a applicare, consente di aumentare la produzione di giacimenti di greggio pesante, riducendo anche l'impatto locale dell'attività (*footprinting*). Tale tecnologia permette di condurre perforazioni laterali al pozzo principale, a raggiera e di diametro ridotto.

Tecnologie per l'aumento del fattore di recupero

- ***Enhanced Oil Recovery con iniezione di CO_2***: nel 2009 si è conclusa la fase di ricerca e si è pronti per un'applicazione in campo programmata nel 2010: la CO_2 sarà recuperata da impianti industriali in prossimità dei campi selezionati.
- ***Bright Water Injection***: la tecnologia si basa su un additivo che, iniettato nel sottosuolo, ostruisce selettivamente le porosità della roccia a maggiore presenza di acqua, con potenziale incremento della produzione di greggio. È stata avviata una prova in campo e i primi risultati sono attesi nel prossimo biennio.

Valorizzazione delle risorse di gas naturale

- ***Gas-to-Liquids (GtL)***: nell'ambito di un progetto avviato nel 1996 Eni con IFP-Axens ha sviluppato una tecnologia GtL proprietaria (per la trasformazione di gas naturale in carburanti liquidi). Nel 2009 si è concluso positivamente il *test* di vita del catalizzatore industriale per la sintesi *Fischer-Tropsch* in impianto pilota presso la raffineria di Sannazzaro ed è stato completato lo studio ingegneristico per un impianto da 15mila b/g di prodotti.
- **Monitoraggio condotte *offshore* (progetto Dionisio)**: Eni sta sviluppando una tecnologia proprietaria basata su sistemi vibroacustici (depositata domanda di brevetto) in grado di rilevare danneggiamenti alle condotte sottomarine. Nel 2009 il prototipo di un sistema di rivelazione per il monitoraggio in continuo è stato installato presso un terminale di importazione gas. Impatti accidentali su una condotta *offshore* hanno confermato le potenzialità dell'innovazione.
- **Trasporto gas a Pressione Intermedia (TPI):** Eni sta indagando le potenzialità e la maturità tecnologica di questa opzione di trasporto che sembrano avere un *time to market* più vicino rispetto alla tecnologia TAP (Trasporto a Alta Pressione, che presenta ancora alcune criticità ed è basato su tubi di grado X100). Il progetto TPI è stato avviato a metà 2008 con la produzione dei primi tubi di grado X80 da parte di alcuni produttori *leader* mondiali. Nel 2009 sono stati acquisiti tubi da altri produttori e, per l'avvio delle attività di saldatura, sono stati stipulati i relativi accordi e contratti con i fornitori. Nella seconda metà del 2009 sono iniziate alcune prove su scala reale, simulanti le condizioni di esercizio.

Conversione di greggi o di frazioni pesanti, in prodotti leggeri (oil upgrading)

- ***Eni Slurry Technology (EST)***: il processo proprietario EST trasforma greggi pesanti, *extra* pesanti e residui di raffineria in distillati medi per autotrazione. Rispetto alle tecnologie concorrenti disponibili sul mercato, EST permette la conversione pressoché totale della carica. Nel 2009 sono proseguiti i *test* sull'impianto dimostrativo realizzato presso la raffineria di Taranto. L'attività sperimentale è stata principalmente indirizzata alla validazione della tecnologia dal punto di vista delle *performance* di *upgrading* e della conduzione dell'impianto. Sono state inoltre identificate soluzioni tecnologiche innovative per massimizzare la redditività del processo. Il primo impianto industriale, della capacità di ca. 23.000 bpd, è in costruzione presso la raffineria Eni di Sannazzaro: lo *start-up* è previsto entro il 2012.
- ***Flexible FCC (Fluid Catalytic Cracking)***: è stato sviluppato un materiale proprietario, la zeolite ERS-10, che, impiegato come additivo di un catalizzatore FCC, è in grado di incrementare la conversione della frazione più pesante. Nel 2009 sono stati confermati i risultati catalitici ed è stata avviata una collaborazione con un'azienda *leader* nella produzione di catalizzatori per FCC con l'obiettivo di effettuare un *test* industriale in una raffineria Eni.
- ***Dual Catalyst Slurry System***: l'obiettivo è sviluppare un catalizzatore per migliorare ulteriormente la conversione di residui pesanti in carburanti. In corso lo sviluppo un catalizzatore bifunzionale che, oltre a idrogenare e desolforare la carica, ne aumenta il grado di *cracking* e la rimozione dell'azoto.
- ***H_2S splitting***: l'obiettivo è valorizzare l'idrogeno solforato contenuto nel gas naturale o sottoprodotto dei processi di raffinazione, ricavandone idrogeno. Dall'attività svolta si è selezionata una tecnologia particolarmente promettente basata sulla decomposizione di H_2S tramite plasma freddo a dare zolfo elementare e H2. Nel 2009 si sono concluse le attività di laboratorio e nel prossimo anno la sperimentazione sarà trasferita alla scala pilota.
- **Applicazione *downstream* di tecnologia a microonde** per il miglioramento delle caratteristiche di greggi e tagli pesanti: è stata verificata, su scala di laboratorio, la possibilità di diminuire in modo significativo e permanente la viscosità di greggi, residui e bitumi ottenendo un miglioramento nella movimentazione degli stessi con riduzione dei consumi di olio ciclico (flussante) per mezzo dell'applicazione di microonde. Nel 2009 sulla base dei risultati raccolti sono state depositate due domande di brevetto. Nel 2010 sono programmate prove su un reattore che funzioni in continuo.

- **Progetto idrogeno *SCT-CPO* (*Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation*):** è una tecnologia di *reforming* che trasforma idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno). Tale tecnologia può contribuire alla *process intensification* in quanto consente di produrre gas di sintesi, e quindi idrogeno, in reattori ca. 100 volte più piccoli di quelli delle tecnologie correnti, con conseguente riduzione dei costi di investimento.

Petrolchimica

- **Chimica di base**: è stata completata con successo la messa a punto di un processo proprietario per l'idrogenazione selettiva dell'acetone a alcool isopropilico (quest'ultimo è poi utilizzato come reagente nella sintesi del cumene).
- **Polietileni**: la produzione di due nuovi tipi (gradi) di LLDPE (polietilene lineare a bassa densità) è stata trasferita su scala industriale. Tali nuovi prodotti polimerici sono ottenuti per mezzo di nuova catalisi proprietaria e trovano applicazioni nel settore dei film plastici. Su impianto pilota sono stati ottenuti nuovi polietileni utilizzando un nuovo catalizzatore proprietario: si tratta di prodotti appartenenti alla classe degli HDPE (polietilene a alta densità) e LLDPE che coniugano buone proprietà fisico-meccaniche a migliori caratteristiche di processabilità.
- **Elastomeri**: in collaborazione con una primaria azienda di produzione di basi per olii lubrificanti, sono stati ottenuti a livello pilota nuovi co-polimeri idrogenati butadiene-stirene, che mostrano migliori proprietà quali additivi per lubrificanti (*viscosity index improvers*). Su scala pilota sono stati ottenuti nuovi tipi (gradi) di polimeri SBR (gomma stirene-butadiene) che nella produzione di mescole per pneumatici mostrano un incremento delle prestazioni in termini di aderenza e resistenza al rotolamento.
- **Polimeri stirenici**: completata su scala pilota la validazione della produzione di HIPS (polistirene antiurto) e ABS (polimero acrilonitrile, butadiene, stirene) con polimerizzazione anionica/radicalica a singolo stadio. Nel sito di Mantova, sono state completate con successo le prime prove di produzione di polistirene espandibile in massa continua (EPS), sul nuovo impianto da 38.000 t/a che utilizza la nuova tecnologia proprietaria PE. Presso il sito di Dunastyr (Ungheria) è stato industrializzata con successo la produzione di un tipo di EPS bianco, a migliorato potere isolante e con proprietà meccaniche inalterate (denominato VERDI), di cui PE è l'unico produttore.

Ambiente e efficienza

- **Riformulazione di carburanti e lubrificanti**: è stato completato lo sviluppo di nuovi prodotti *premium* della linea Blu. Le attività sperimentali sono state condotte sia su motori, sia su veicoli con l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei motori e ridurne le emissioni inquinanti. La sperimentazione sulla nuova benzina *premium* è stata effettuata anche sul nuovo motore Fiat *Multiair* nell'ambito di un accordo di collaborazione con il Centro Ricerche Fiat. Nel 2009 qualificati due nuovi prodotti lubrificanti, pronti per il lancio commerciale, che consentono la riduzione delle emissioni inquinanti e minori consumi.
- **Programma GHG (*Green House Gases*)**: nell'ambito del progetto pilota di Cortemaggiore hanno avuto luogo i primi incontri con le popolazioni residenti in prossimità del sito interessato dalle operazioni di iniezione e stoccaggio della CO_2 nel sottosuolo.
- ***Zero Waste***: per il trattamento di residui oleosi e biologici generati dalle attività produttive dell'industria petrolifera è stato studiato un processo termico che prevede una sezione di gassificazione del fango e la produzione di un residuo inerte. Tale processo è stato oggetto di domanda di brevetto. È stata completata la progettazione di base per la realizzazione di un impianto pilota da 50 kg/h ed è stato elaborato uno studio di fattibilità tecnico-economica per il trattamento di un volume annuale di fanghi di ca. 5000 ton.
- **Processo *Ensolvex*®**: nell'ambito del progetto per la bonifica di un'area all'interno della raffineria di Gela è programmata la realizzazione di un impianto con tecnologia *Ensolvex*® per il trattamento del suolo contaminato da idrocarburi. L'obiettivo è decontaminare l'area in modo da rientrare nei limiti della normativa vigente. L'attività progettuale è stata ultimata nel 2009, la costruzione si concluderà nel primo semestre del 2010.
- **Processo *En-Z-Lite*®**: nel 2009 è testato presso la raffineria di Taranto un impianto dimostrativo in grado di rimuovere sostanze organiche dall'acqua per adsorbimento su zeoliti sintetiche idrofobiche rispettando le norme sui livelli di MTBE (metilterbutiletere), *TPH* (*Total Petroleum Hydrocarbons*) e contenuto di alcuni metalli. Tale tecnologia, oltre che al trattamento di acque sotterranee, è applicabile anche a impianti di trattamento di acque reflue e consente di ottenere una corrente idonea anche alla produzione di vapore. È stato brevettato un nuovo sistema di rigenerazione dell'adsorbente zeolitico.

Fonti di energia rinnovabile

- ***Green Diesel***: nel 2009 avviata la sperimentazione per l'impiego di cariche *non-food* nel processo Ecofining-TM, tecnologia già sviluppata per cariche vegetali tradizionali e pronta per l'industrializzazione.

- ***Biodiesel* da microalghe**: il progetto punta a verificare su scala dimostrativa la fattibilità tecnico-economica di processi di biofissazione della CO_2, utilizzando microalghe in grado di assimilare la CO_2 e contemporaneamente depurare acque reflue ottenendo una biomassa convertibile in carburante diesel. A tale scopo presso la raffineria di Gela è in fase di avvio un impianto pilota.
- ***Biodiesel* da rifiuti**: nel campo della valorizzazione di biomasse per uso energetico è stato individuato un processo integrato termico-fermentativo per la conversione della frazione organica di rifiuti solidi urbani in bio-olio.
- **Microorganismi per *diesel***: lo scopo è individuare microrganismi che metabolizzano sostanze organiche producendo lipidi, ottimi precursori per *biodiesel*. Individuato un lievito in grado di crescere in modo efficiente su tutti gli zuccheri presenti nelle biomasse lignino-cellulosiche e di accumulare lipidi fino al 75% del suo peso, migliorando il risultato ottenuto nel 2008 (60%).
- **Materiali fotoattivi**: nel 2009 realizzati i primi esemplari di dispositivi che permettono di utilizzare una superficie di silicio molto minore rispetto alla tecnologia fotovoltaica convenzionale, a parità di potenza prodotta, con una conseguente potenziale riduzione del costo di generazione elettrica. Tale risultato si ottiene mediante dispositivi costituiti da lastre opache, oppure trasparenti o colorate, nelle quali sono state inglobate opportune sostanze che svolgono una doppia azione: conversione della luce solare, concentrazione e convogliamento della luce ai bordi della lastra medesima, dove si trova collocato il materiale siliceo che converte l'energia radiante in elettricità. La conversione della luce è esercitata su componenti della radiazione solare sotto-utilizzate dal materiale siliceo tradizionale, convertendole in una radiazione di lunghezza d'onda efficace per indurre l'effetto fotovoltaico. Per il prossimo anno si prevede di consolidare tali ritrovati, quindi verificare la riproducibilità e la stabilità e realizzare prototipi di maggiori dimensioni.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo www.eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield*, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

ROACE Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti, aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

TSR (*Total Shareholder Return*) Misura il rendimento percentuale complessivo di un'azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (*Barrel of Oil Equivalent*) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali, per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il *visbreaking*, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri *(o Gomme)* Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore*, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una *FPSO*) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i *bunkeraggi* marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, *normal* butano e isobutano, isopentano e pentani *plus*, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano.
Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Riserve Probabili Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.

Riserve Possibili Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.

Risorse Contingent Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più *contingencies*.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve certe e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di *asset* o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equity* – nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il

management calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Upstream/Downstream Il termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

PAGINA BIANCA

Bilancio Consolidato 2009

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2008 Totale	31.12.2008 di cui verso parti correlate	31.12.2009 Totale	31.12.2009 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	1.939		1.608	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:	(2)				
- partecipazioni		*2.741*			
- altri titoli		*495*		*348*	
		3.236		**348**	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	22.222	1.539	20.348	*1.355*
Rimanenze	(4)	6.082		5.495	
Attività per imposte sul reddito correnti	(5)	170		753	
Attività per altre imposte correnti	(6)	1.130		1.270	
Altre attività correnti	(7)	1.870	59	1.307	*9*
		36.649		**31.129**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	59.255		63.177	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.196		1.736	
Attività immateriali	(10)	7.697		8.057	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(11)	5.471		5.828	
Altre partecipazioni	(11)	410		416	
Altre attività finanziarie	(12)	1.134	*356*	1.148	*438*
Attività per imposte anticipate	(13)	2.912		3.558	
Altre attività non correnti	(14)	1.881	*21*	1.938	*40*
		79.956		**85.858**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**68**		**542**	
TOTALE ATTIVITÀ		**116.673**		**117.529**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	6.359	*153*	3.545	*147*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(20)	549		3.191	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	20.515	*1.253*	19.174	*1.241*
Passività per imposte sul reddito correnti	(17)	1.949		1.291	
Passività per altre imposte correnti	(18)	1.660		1.431	
Altre passività correnti	(19)	3.863	*4*	1.856	*5*
		34.895		**30.488**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(20)	13.929	*9*	18.064	
Fondi per rischi e oneri	(21)	9.506		10.319	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	947		944	
Passività per imposte differite	(23)	5.784		4.907	
Altre passività non correnti	(24)	3.102	*53*	2.480	*49*
		33.268		**36.714**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)			**276**	
TOTALE PASSIVITÀ		**68.163**		**67.478**	
PATRIMONIO NETTO	(26)				
Capitale e riserve di terzi azionisti		**4.074**		**3.978**	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve		40.722		46.269	
Azioni proprie		(6.757)		(6.757)	
Acconto sul dividendo		(2.359)		(1.811)	
Utile dell'esercizio		8.825		4.367	
Totale patrimonio netto di Eni		**44.436**		**46.073**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**48.510**		**50.051**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**116.673**		**117.529**	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2007 Totale	2007 di cui verso parti correlate	2008 Totale	2008 di cui verso parti correlate	2009 Totale	2009 di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(29)	87.204	4.198	108.082	5.048	83.227	3.300
Altri ricavi e proventi		833		728	39	1.118	26
Totale ricavi		**88.037**		**108.810**		**84.345**	
COSTI OPERATIVI	(30)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		58.133	3.777	76.350	6.298	58.351	4.999
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		*91*		*(21)*		*250*	
Costo lavoro		3.800		4.004		4.181	
- di cui proventi non ricorrenti		*(83)*					
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		**(129)**	10	**(124)**	58	**55**	44
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		**7.236**		**9.815**		**9.813**	
UTILE OPERATIVO		**18.739**		**18.517**		**12.055**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(31)						
Proventi finanziari		4.445	49	7.985	42	5.950	27
Oneri finanziari		(4.554)	(20)	(8.198)	(17)	(6.497)	(4)
Strumenti derivati		155		(427)		(4)	
		46		**(640)**		**(551)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(32)						
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		773		640		393	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		470		733		176	
		1.243		**1.373**		**569**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**20.028**		**19.250**		**12.073**	
Imposte sul reddito	(33)	(9.219)		(9.692)		(6.756)	
Utile netto		**10.809**		**9.558**		**5.317**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		10.011		8.825		4.367	
- terzi azionisti	(26)	798		733		950	
		10.809		**9.558**		**5.317**	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(34)						
- semplice		2,73		2,43		1,21	
- diluito		2,73		2,43		1,21	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Note	2007	2008	2009
Utile netto dell'esercizio		**10.809**	**9.558**	**5.317**
Altre componenti dell'utile complessivo				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(1.980)	1.077	(869)
Variazione *fair value* derivati di copertura *cash flow hedge*	(26)	(2.237)	1.969	(481)
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita	(26)	(6)	3	1
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				2
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(26)	869	(767)	202
Totale altre componenti dell'utile complesssivo		**(3.354)**	**2.282**	**(1.145)**
Totale utile complessivo del periodo		**7.455**	**11.840**	**4.172**
Di competenza:				
- azionisti Eni		6.708	11.148	3.245
- terzi azionisti		747	692	927
		7.455	**11.840**	**4.172**

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva *fair value* derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale	Riserva *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie aquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2006	**4.005**	**959**	**7.262**	**1**	**6**	**393**	**(398)**	**(5.374)**	**25.168**	**(2.210)**	**9.217**	**39.029**	**2.170**	**41.199**
Utile dell'esercizio											**10.011**	**10.011**	**798**	**10.809**
Altre componenti dell'utile complessivo														
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale				(1.370)								(1.370)		(1.370)
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(4)							(4)		(4)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25			(1.835)		(119)			(1.929)	(51)	(1.980)
				(1.345)	**(4)**		**(1.835)**		**(119)**			**(3.303)**	**(51)**	**(3.354)**
Proventi (oneri) complessivi del periodo				**(1.345)**	**(4)**		**(1.835)**		**(119)**		**10.011**	**6.708**	**747**	**7.455**
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2006 di 0,60 euro per azione)										2.210	(4.594)	(2.384)		(2.384)
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione)										(2.199)		(2.199)		(2.199)
Attribuzione del dividendo di altre società													(289)	(289)
Versamenti di azionisti terzi													1	1
Destinazione utile residuo 2006									4.623		(4.623)			
Acquisto azioni proprie								(680)				(680)		(680)
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA													(201)	(201)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(55)			35		55	11			46		46
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti									9			9		9
			(55)			**35**		**(625)**	**4.643**	**11**	**(9.217)**	**(5.208)**	**(489)**	**(5.697)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Costo *stock option* e *stock grant*									18			18		18
Altre variazioni									(119)			(119)	11	(108)
									(101)			**(101)**	**11**	**(90)**
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**959**	**7.207**	**(1.344)**	**2**	**428**	**(2.233)**	**(5.999)**	**29.591**	**(2.199)**	**10.011**	**40.428**	**2.439**	**42.867**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva *fair value* derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale	Riserva *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**959**	**7.207**	**(1.344)**	**2**	**428**	**(2.233)**	**(5.999)**	**29.591**	**(2.199)**	**10.011**	**40.428**	**2.439**	**42.867**
Utile dell'esercizio											**8.825**	**8.825**	**733**	**9.558**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale				1.255								1.255	(52)	1.203
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					2							2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25			1.264		(223)			1.066	11	1.077
				1.280	**2**		**1.264**		**(223)**			**2.323**	**(41)**	**2.282**
Proventi (oneri) complessivi del periodo				**1.280**	**2**		**1.264**		**(223)**		**8.825**	**11.148**	**692**	**11.840**
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,70 euro per azione a saldo dell'acconto 2007 di 0,60 euro per azione)										2.199	(4.750)	(2.551)		(2.551)
Acconto sul dividendo (0,65 euro per azione)										(2.359)		(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo di altre società													(297)	(297)
Versamenti di azionisti terzi													20	20
Destinazione utile residuo 2007									5.261		(5.261)			
Acquisto azioni proprie								(778)				(778)		(778)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(20)			13		20	(1)			12		12
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti									2			2		2
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA													(31)	(31)
Diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						(1.495)						(1.495)		(1.495)
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'acquisizione della Distrigas NV e Hindustan Oil Exploration Co Ltd													1.261	1.261
			(20)			**(1.482)**		**(758)**	**5.262**	**(160)**	**(10.011)**	**(7.169)**	**953**	**(6.216)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Costo *stock option* e *stock grant*									18			18		18
Altre variazioni				(26)					37			11	(10)	1
				(26)					**55**			**29**	**(10)**	**19**
Saldi al 31 dicembre 2008 (nota 26)	**4.005**	**959**	**7.187**	**(90)**	**4**	**(1.054)**	**(969)**	**(6.757)**	**34.685**	**(2.359)**	**8.825**	**44.436**	**4.074**	**48.510**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni														
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva *fair value* derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale	Riserva *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008 (nota 26)	**4.005**	**959**	**7.187**	**(90)**	**4**	**(1.054)**	**(969)**	**(6.757)**	**34.685**	**(2.359)**	**8.825**	**44.436**	**4.074**	**48.510**
Utile dell'esercizio											4.367	4.367	950	5.317
Altre componenti dell'utile complessivo														
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale (nota 26)				(279)								(279)		(279)
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale (nota 26)					1							1		1
Quota di pertinenza delle Altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						2						2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1			(696)		(151)			(846)	(23)	(869)
				(278)	1	2	(696)		(151)			(1.122)	(23)	(1.145)
Proventi (oneri) complessivi del periodo				(278)	1	2	(696)		(151)		4.367	3.245	927	4.172
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2008 di 0,65 euro per azione)										2.359	(4.714)	(2.355)		(2.355)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)										(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società													(350)	(350)
Versamenti di azionisti terzi													1.560	1.560
Destinazione utile residuo 2008									4.111		(4.111)			
Diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						1.495						1.495		1.495
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA						1.086						1.086	(1.086)	
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'OPA incondizionata obbligatoria e dello *squeeze-out* sulle azioni Distrigas NV													(1.146)	(1.146)
						2.581			4.111	548	(8.825)	(1.585)	(1.022)	(2.607)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Rilascio riserva per acquisto azioni proprie			(430)			1			429					
Costo *stock option*									13			13		13
Diritti decaduti *stock option*									(7)			(7)		(7)
Altre variazioni				(71)		(38)			80			(29)	(1)	(30)
			(430)	(71)		(37)			515			(23)	(1)	(24)
Saldi al 31 dicembre 2009 (nota 26)	**4.005**	**959**	**6.757**	**(439)**	**5**	**1.492**	**(1.665)**	**(6.757)**	**39.160**	**(1.811)**	**4.367**	**46.073**	**3.978**	**50.051**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2007	2008	2009
Utile dell'esercizio		10.809	9.558	5.317
Ammortamenti	(30)	7.029	8.422	8.762
Svalutazioni (rivalutazioni) nette		(494)	2.560	495
Variazioni fondi per rischi e oneri		(122)	414	574
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(67)	(8)	16
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(309)	(219)	(226)
Dividendi	(32)	(170)	(510)	(164)
Interessi attivi		(603)	(592)	(352)
Interessi passivi		523	809	603
Differenze cambio		(119)	(319)	(156)
Imposte sul reddito	(33)	9.219	9.692	6.756
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		*25.696*	*29.807*	*21.625*
Variazioni:				
- rimanenze		(1.117)	(801)	52
- crediti commerciali e diversi		(655)	(974)	(19)
- altre attività		(362)	162	(472)
- debiti commerciali e diversi		360	2.318	(1.201)
- altre passività		107	1.507	(129)
Flusso di cassa del risultato operativo		*24.029*	*32.019*	*19.856*
Dividendi incassati		658	1.150	576
Interessi incassati		333	266	594
Interessi pagati		(555)	(852)	(583)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(8.948)	(10.782)	(9.307)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**15.517**	**21.801**	**11.136**
- di cui verso parti correlate	(36)	*549*	*(62)*	*(1.188)*
Investimenti:				
- immobilizzazioni materiali	(8)	(8.532)	(12.312)	(12.300)
- immobilizzazioni immateriali	(10)	(2.061)	(2.250)	(1.395)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(4.759)	(3.634)	(25)
- partecipazioni	(11)	(4.890)	(385)	(230)
- titoli		(76)	(152)	(2)
- crediti finanziari		(1.646)	(710)	(972)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		185	367	(97)
Flusso di cassa degli investimenti		*(21.779)*	*(19.076)*	*(15.021)*
Disinvestimenti:				
- immobilizzazioni materiali		172	318	126
- immobilizzazioni immateriali		28	2	250
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		56	149	
- partecipazioni		403	510	3.219
- titoli		491	145	164
- crediti finanziari		545	1.293	861
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(13)	(299)	147
Flusso di cassa dei disinvestimenti		*1.682*	*2.118*	*4.767*
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		**(20.097)**	**(16.958)**	**(10.254)**
- di cui verso parti correlate	(36)	*(822)*	*(1.598)*	*(1.262)*

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2007	2008	2009
Assunzione di debiti finanziari non correnti		6.589	3.774	8.774
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.295)	(2.104)	(2.044)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		4.467	(690)	(2.889)
		8.761	**980**	**3.841**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	20	1.551
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		(340)	(50)	9
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(16)		(2.068)
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.583)	(4.910)	(4.166)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(289)	(297)	(350)
Acquisto netto di azioni proprie		(625)	(768)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**2.909**	**(5.025)**	**(1.183)**
- di cui verso parti correlate	(36)	*20*	*14*	*(14)*
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(40)	(1)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(160)	8	(30)
Flusso di cassa netto del periodo		**(1.871)**	**(175)**	**(331)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(1)	**3.985**	**2.114**	**1.939**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(1)	**2.114**	**1.939**	**1.608**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Investimenti finanziari:			
- titoli	(75)	(74)	(2)
- crediti finanziari	(970)	(99)	(36)
	(1.045)	**(173)**	**(38)**
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	419	145	123
- crediti finanziari	147	939	311
	566	**1.084**	**434**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**(479)**	**911**	**396**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	398	1.938	7
Attività non correnti	5.590	7.442	47
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	1	1.543	4
Passività correnti e non correnti	(972)	(3.598)	(29)
Effetto netto degli investimenti	**5.017**	**7.325**	**29**
Interessenza di terzi		(1.261)	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(13)	(601)	
Trasferimento di partecipazioni non consolidate			
Totale prezzo di acquisto	**5.004**	**5.463**	**29**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(245)	(1.829)	(4)
Flusso di cassa degli investimenti	**4.759**	**3.634**	**25**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	73	277	
Attività non correnti	20	299	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	26	(118)	
Passività correnti e non correnti	(94)	(270)	
Effetto netto dei disinvestimenti	**25**	**188**	
Plusvalenza per disinvestimenti	33	25	
Interessenza di terzi		(1)	
Totale prezzo di vendita	**58**	**212**	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2)	(63)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**56**	**149**	

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Attività correnti			
Attività non correnti	38		
Indebitamento finanziario netto	(4)		
Passività correnti e non correnti			
Effetto netto dei conferimenti	**34**		
Interessenza di terzi			
Plusvalenza da conferimento			
Acquisizione di partecipazioni	**34**		

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/2005[1]. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei *Production Sharing Agreements* e dei contratti di *buy-back*.
Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.
Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, essenzialmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza[2].
Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento in quanto non significative, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".
Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.
I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato. Il bilancio al 31 dicembre 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione dell'11 marzo 2010, è sottoposto alla revisione contabile della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers, in quanto revisore principale di Gruppo, è responsabile delle attività di revisione delle imprese controllate, salvo i casi di incompatibilità con la normativa locale e, tenuto conto della normativa italiana, nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del loro lavoro.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

■ Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "*Goodwill*"; se negativa, è rilevata a conto economico.
Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2009 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo fatta eccezione per le disposizioni dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" e dell'IFRIC 18 "Cessioni di attività da parte della clientela" (v. anche sezione "Principi contabili di recente emanazione").
(2) Secondo le disposizioni del *Framework* dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

assunzione del controllo, escluso l'eventuale *goodwill* a essi attribuibile.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di *minorities*), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata alla voce dell'attivo "*Goodwill*".
Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono rilevati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione di patrimonio netto ceduta.

■ Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

■ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).
Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza cambio è rilevata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.
I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

■ Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione[3].
Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza nonché, ove presenti, le partecipazioni a cui sono associati strumenti derivati; queste ultime sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto (cd. *fair value option*), al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del *fair value* del derivato[4].
Il *fair value* degli strumenti finanziari è stimato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari. Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al *fair value* sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti

(3) In data 15 ottobre 2008 la Commissione Europea ha omologato con il regolamento n. 1004/2008 le modifiche apportate allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative" che prevedono, in specificate circostanze, la possibilità di riclassificare alcune tipologie di strumenti finanziari valutati al *fair value* (strumenti finanziari posseduti per la negoziazione e disponibili per la vendita) in altre categorie di strumenti finanziari per le quali la valutazione avviene con il metodo del costo o del costo ammortizzato. La modifica indicata non ha prodotto effetti.
(4) Per la partecipazione in Gazprom Neft vedi nota n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento. I crediti sono iscritti al costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie"). Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.
Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale, ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (*turn over*) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.
In presenza di clausole di "*take or pay*" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "*pay*", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "*deferred cost*" in contropartita alla voce "Debiti verso fornitori" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento.
I *deferred costs* stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configuri l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i *deferred cost* stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.
Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

Attività non correnti

Attività materiali[5]

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"[6].
Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I beni assunti in *leasing* finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing* finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al *fair value* al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.

(5) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività mineraria".
(6) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli *asset*, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze ed eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività non correnti destinate alla vendita").

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il tasso di sconto utilizzato è il *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio paese specifico in cui si trova l'*asset* oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da *providers* esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. Per le attività regolate, il tasso di sconto utilizzato ai fini della determinazione del valore d'uso è fatto pari al tasso di rendimento definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il *goodwill*, quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal *goodwill*; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima

del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il *goodwill* e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al *goodwill*, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il *goodwill* stesso. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo del *goodwill* a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al *goodwill* fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al *goodwill* è imputata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*.
Le svalutazioni del *goodwill* non sono oggetto di ripristino di valore [7]. Il *goodwill* negativo è rilevato a conto economico.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria[8]

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.
I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.
I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

SVILUPPO

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.
I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.
Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

(7) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.
(8) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI *BUY-BACK*

Le riserve relative ai *Production Sharing Agreements* e ai contratti di *buy-back* sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (*cost oil*) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (*profit oil*). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (*cost oil* e *profit oil*) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di *profit oil*. In relazione a ciò è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto[9]. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino[10].

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

CREDITI E ATTIVITÀ FINANZIARIE DA MANTENERSI SINO ALLA SCADENZA

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal *fair value* del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo, rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi

(9) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(10) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in *leasing* finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del *leasing*.
In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i *repricing* contrattualmente previsti.
I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, differentemente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività non correnti destinate alla vendita
Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, il cui valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo, sono classificate come destinate alla vendita. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo *fair value*, ridotto degli oneri di vendita.
L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il *fair value* ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

■ Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

■ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.
Nelle note al bilancio consolidato sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Benefici per i dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro-quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:
- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.
I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (*entitlement method*); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.
Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.
I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.
I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.
In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al *fair value* dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.
Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati.
I canoni relativi a *leasing* operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.
I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata *pro rata temporis* lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)[11]. Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il *fair value* delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

■ Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al *fair value* ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

■ Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

■ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

(11) Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

■ Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value* stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione (v. anche punto "Attività correnti"), i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.
I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value* di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del *fair value* dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente rilevate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di *commodities* stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. *normal sale and normal purchase exemption* o *own use exemption*).

■ Schemi di bilancio[12]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[13].
Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle altre componenti di natura non monetaria.

■ Modifica dei criteri di redazione

Per effetto dell'entrata in vigore a partire dall'esercizio 2009 delle disposizioni dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela", i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al *fair value* dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.
L'applicazione dell'IFRIC 13 ha comportato le seguenti rettifiche al conto economico dell'esercizio 2007 e 2008 e allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2008 e 31 dicembre 2008: (i) decremento dei "Ricavi della gestione caratteristica" per 52 e per 66 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (ii) incremento degli "Altri ricavi e proventi" per 6 e per 8 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (iii) decremento degli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per 46 e per 58 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (iv) riclassifica al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008 dai "Fondi per rischi e oneri" alle "Altre passività correnti" rispettivamente di 53 e di 66 milioni di euro.
Inoltre, l'informativa relativa ai settori di attività è stata predisposta secondo le disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi", entrato

(12) Gli schemi di bilancio sono gli stessi di quelli adottati nella relazione finanziaria annuale 2008 fatta eccezione per: (i) gli adeguamenti conseguenti all'entrata in vigore, a partire dall'esercizio 2009, della nuova versione dello IAS 1 "Presentazione del bilancio" così come integrato dalle disposizioni del documento "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards* (IFRS)" del maggio 2008 che stabiliscono la presentazione del prospetto dell'utile complessivo e la classificazione tra le componenti "correnti" e "non correnti" degli strumenti derivati non di copertura. Gli effetti relativi alla classificazione degli strumenti derivati non di copertura sono i seguenti: riclassifica da attività correnti ad attività non correnti per 290 e 480 milioni di euro rispettivamente al 1° gennaio e al 31 dicembre 2008 e riclassifica da passività correnti a passività non correnti per 86 e 564 milioni di euro rispettivamente al 1° gennaio e al 31 dicembre 2008; (ii) l'apertura della nuova voce di conto economico "Altri proventi e oneri operativi" che accoglie le variazioni del *fair value*, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, degli strumenti derivati non di copertura su *commodity*. I valori dell'esercizio posto a confronto sono stati coerentemente riclassificati; (iii) il completamento del processo di allocazione dei costi delle acquisizioni di Distrigas NV, Eni Hewett Ltd, First Calgary Petroleums Ltd e Hindustan Oil Exploration Co Ltd effettuate nel precedente esercizio; i valori patrimoniali di alcune attività e passività al 31 dicembre 2008 sono stati rideterminati con effetto a partire dalla data di acquisizione. Gli effetti patrimoniali delle allocazioni definitive sono indicati alla nota n. 27 - Altre informazioni.
(13) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Valori di mercato degli strumenti finanziari.

in vigore a partire dall'esercizio 2009, che prevedono la presentazione dell'informativa coerentemente con le modalità adottate dalla Direzione Aziendale per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto, l'identificazione dei settori operativi e l'informativa presentata sono definite sulla base della reportistica interna utilizzata dalla Direzione Aziendale ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e per l'analisi delle relative *performance*. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi" non ha comportato la modifica dei settori oggetto di informativa[14].

■ Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente, tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreements* e contratti di *buy back*, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.
Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.
Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

(14) Inoltre, a partire dall'esercizio 2009 sono efficaci le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 "Oneri finanziari" che prevede, quale unico trattamento possibile, la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. *qualifying asset*) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita (rispetto alla precedente versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza). La modifica del principio non ha prodotto effetti in quanto coerente con il trattamento contabile già utilizzato da Eni.

Svalutazioni

Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori *performance* operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli *asset* minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (*deferred cost* – v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirato a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "*take or pay*".

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.

I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle *commodities*, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

Il *goodwill* e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al *goodwill*, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (*cash generating unit*) al quale il *goodwill* può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo del *goodwill* ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al *goodwill* fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al *goodwill* è imputata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*.

Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri, il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

La rilevazione delle operazioni di *business combination* implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro *fair value*. La parte non attribuita se positiva è iscritta a *goodwill*, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il *turnover* e l'invalidità, relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario).

Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevati pro-quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

I ricavi del *business* Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). La stima del margine di commessa atteso (*future gross profit*) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato e ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

■ Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con i regolamenti n. 495/2009 e 494/2009 emessi dalla Commissione Europea in data 3 giugno 2009, sono state omologate le versioni aggiornate, rispettivamente, dell'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali" e dello IAS 27 "Bilancio consolidato e separato". Le nuove disposizioni dell'IFRS 3 stabiliscono, tra l'altro, l'imputazione a conto economico dei costi accessori connessi con l'operazione di *business combination*, la rilevazione a conto economico delle modifiche dei corrispettivi potenziali (cd. *contingent consideration*), nonché la facoltà di rilevare l'intero ammontare del *goodwill* derivante dall'operazione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di minoranza (cd. *full goodwill method*). Le nuove disposizioni inoltre modificano l'attuale criterio di rilevazione delle acquisizioni in fasi successive prevedendo l'imputazione a conto economico della differenza tra il *fair value* alla data di acquisizione del controllo delle attività nette precedentemente detenute e il relativo valore di iscrizione. La versione aggiornata dello IAS 27 stabilisce, tra l'altro, che gli effetti derivanti dall'acquisizione (cessione) di quote di partecipazioni successivamente all'assunzione del controllo (senza perdita di controllo) siano rilevati a patrimonio netto. Inoltre, le nuove disposizioni stabiliscono che, nel caso di cessione di parte delle quote di partecipazioni detenute con corrispondente perdita di controllo, controllo congiunto o collegamento, la partecipazione mantenuta sia adeguata al relativo *fair value* e la rivalutazione concorre alla formazione della plusvalenza (minusvalenza) derivante dall'operazione di cessione.
Le disposizioni delle nuove versioni dell'IFRS 3 e dello IAS 27 sono applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

Con il regolamento n. 1293/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 23 dicembre 2009, è stata omologata la modifica allo IAS 32 "Classificazione delle emissioni di diritti", che chiarisce la classificazione, nel bilancio dell'impresa emittente, degli strumenti che attribuiscono agli azionisti il diritto di acquistare strumenti di *equity* dell'emittente ad un prezzo denominato in una valuta differente da quella funzionale dell'emittente. Tali strumenti, se offerti proporzionalmente a tutti gli azionisti per un importo fisso di disponibilità liquide, sono classificati come strumenti rappresentativi di capitale, anche se il prezzo di esercizio è denominato in una valuta differente da quella funzionale dell'emittente.
La modifica allo IAS 32 è applicabile a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° febbraio 2010 (per Eni: bilancio 2011).

Con il regolamento n. 254/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 25 marzo 2009 è stato omologato l'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare, nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero un'attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. Secondo il regolamento di omologazione della Commissione Europea le disposizioni dell'IFRIC 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che iniziano dopo il 29 marzo 2009 (per Eni: bilancio 2010)[15].

Con il regolamento n. 1142/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 26 novembre 2009 è stato omologato l'IFRIC 17 "Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide" (di seguito "IFRIC 17") che definisce i criteri da adottare per la

(15) Secondo quanto previsto dalle disposizioni dell'IFRIC 12, l'interpretazione è efficace a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo, il 1° gennaio 2008. In relazione a ciò a partire dall'esercizio 2008, le disposizioni dell'IFRIC 12 rilevano ai fini della redazione dell'*Annual Report on Form 20-F*. In particolare, a partire dall'esercizio 2007, Eni si è avvalsa delle disposizioni SEC che consentono ai *foreign private issuers* di omettere la riconciliazione del risultato netto e del patrimonio netto determinati secondo gli IFRS ai valori che si sarebbero ottenuti in base agli US GAAP (cd. riconciliazione US GAAP), a condizione che l'*Annual Report on Form 20-F* sia redatto adottando i principi contabili internazionali in vigore emessi dallo IASB (ancorché non omologati dalla Commissione Europea o, seppure omologati, con una differente data di entrata in vigore). L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 12 interessa alcune realtà del Gruppo operanti nel settore della distribuzione secondaria di gas naturale; gli effetti dell'applicazione dell'interpretazione riguardano la differente classificazione del valore di iscrizione delle reti di distribuzione da attività materiali ad attività in concessione.

rilevazione e valutazione delle distribuzioni agli azionisti aventi ad oggetto attività non monetarie ovvero, a scelta dell'azionista, attività non monetarie o disponibilità liquide. In particolare, l'interpretazione stabilisce, tra l'altro, che il valore della distribuzione sia determinato sulla base del *fair value* delle attività oggetto di distribuzione. La passività afferente alla distribuzione è rilevata quando la stessa è approvata dall'organo societario competente; la passività e i relativi eventuali adeguamenti sono iscritti in contropartita al patrimonio netto. All'atto dell'estinzione della passività, l'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non monetarie oggetto di distribuzione e il *fair value* del debito è imputata a conto economico. Secondo il regolamento di omologazione della Commissione Europea le disposizioni dell'IFRIC 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che iniziano dopo il 31 ottobre 2009 (per Eni: bilancio 2010)[16].

Con il regolamento n. 1164/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 27 novembre 2009, è stato omologato l'IFRIC 18 "Cessioni di attività da parte della clientela" (di seguito "IFRIC 18"), che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei trasferimenti di attività operati da un cliente, funzionali a consentire il collegamento del cliente a una rete per la somministrazione di una fornitura. L'interpretazione si applica anche nei casi in cui il cliente trasferisca disponibilità liquide che l'impresa è impegnata ad utilizzare per la realizzazione del collegamento. Se sono soddisfatte le condizioni stabilite dal *framework*, l'*asset* ricevuto è rilevato al relativo *fair value*; quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) l'impresa ricevente verifica a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e provvede, coerentemente, alla rilevazione del ricavo all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*. Le disposizioni dell'IFRIC 18 non si applicano alle attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.
Secondo il regolamento di omologazione della Commissione Europea le disposizioni dell'IFRIC 18 sono efficaci a partire dagli esercizi che iniziano dopo il 31 ottobre 2009 (per Eni: bilancio 2010)[17].

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea
In data 4 novembre 2009, lo IASB ha emesso la nuova versione dello IAS 24 "*Related Party Disclosures*", che: (i) integra la definizione di parti correlate prevedendo nuove fattispecie; (ii) per le transazioni poste in essere tra società correlate alla medesima autorità governativa (*Government-related entities*), consente di limitare le informazioni di natura quantitativa alle transazioni rilevanti. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 24 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2011.

In data 12 novembre 2009, lo IASB ha emesso l'IFRS 9 "*Financial Instruments*" che modifica i criteri di rilevazione e valutazione delle attività finanziarie e la relativa classificazione in bilancio. In particolare, le nuove disposizioni stabiliscono, tra l'altro, un modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basato esclusivamente sulle seguenti categorie: (i) attività valutate al costo ammortizzato; (ii) attività valutate al *fair value*. Le nuove disposizioni, inoltre, prevedono che le partecipazioni diverse da quelle in controllate, controllate congiuntamente o collegate siano valutate al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico. Nel caso in cui tali partecipazioni non siano detenute per finalità di *trading*, è consentito rilevare le variazioni di *fair value* nel prospetto dell'utile complessivo, mantenendo a conto economico esclusivamente gli effetti connessi con la distribuzione dei dividendi; all'atto della cessione della partecipazione, non è prevista l'imputazione a conto economico degli importi rilevati nel prospetto dell'utile complessivo. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 26 novembre 2009, l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 19 "*Extinguishing Financial Liabilities with Equity Instruments*" (di seguito "IFRIC 19"), che definisce il trattamento contabile da adottare nel caso del regolamento di una passività finanziaria attraverso l'emissione di strumenti rappresentativi di capitale (cd. *debt for equity swap*).
Gli strumenti rappresentativi di capitale emessi per estinguere in tutto o in parte la passività sono valutati al loro *fair value* ovvero, qualora non attendibilmente determinabile, al *fair value* della passività estinta. La differenza tra il valore di iscrizione della passività finanziaria estinta e il *fair value* degli strumenti rappresentativi di capitale emessi è rilevata a conto economico. Le disposizioni dell'IFRIC 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2010 (per Eni: bilancio 2011).

In data 16 aprile 2009, lo IASB ha emesso il documento "*Improvements to IFRSs*" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali e delle interpretazioni esistenti. Le disposizioni del documento sono efficaci a partire dall'esercizio 2010.

Allo stato Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

(16) Secondo quanto previsto dalle disposizioni dell'IFRIC 17, l'interpretazione è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2009.
(17) Secondo quanto previsto dalle disposizioni dell'IFRIC 18, l'interpretazione è efficace per le transazioni poste in essere il, o dopo il, 1° luglio 2009. Pertanto, analogamente a quanto indicato per l'IFRIC 12, le disposizioni dell'IFRIC 18 rilevano ai fini della redazione del Form 20-F 2009.

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.608 milioni di euro (1.939 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 450 milioni di euro (616 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Partecipazioni	**2.741**	
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	257	113
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	45	171
- Altri titoli non quotati	8	
	310	**284**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	109	49
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	67	14
- Altri titoli non quotati	9	1
	185	**64**
Totale altri titoli	**495**	**348**
	3.236	**348**

La voce Partecipazioni si riduce del valore di carico della partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft (2.741 milioni di euro) per effetto dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom il 7 aprile 2009 sulla base degli accordi contrattuali in essere con Eni. Il pagamento è stato effettuato il 24 aprile con un incasso per Eni di 3.070 milioni di euro (4.062 milioni di dollari USA al cambio del giorno). Eni aveva acquisito la partecipazione in Gazprom Neft il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* della società russa in liquidazione Yukos. Il prezzo di esercizio dell'opzione corrisponde a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari USA), detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento.

I titoli di 348 milioni di euro (495 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.

Gli effetti della valutazione al *fair value* dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2009
Effetto valutazione al *fair value*	5	1	6
Passività per imposte differite	(1)		(1)
Altre riserve di patrimonio netto	**4**	**1**	**5**

I titoli strumentali all'attività operativa di 284 milioni di euro (310 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti commerciali	**16.444**	**14.916**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	402	339
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	85	113
- non strumentali all'attività operativa	337	73
	824	**525**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	149	82
- altri	4.805	4.825
	4.954	**4.907**
	22.222	**20.348**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.647 milioni di euro (1.251 milioni di euro al 31 dicembre 2008):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Crediti commerciali	747	260	(15)	(50)	942
Crediti finanziari	19		(13)		6
Altri crediti	485	206	(24)	32	699
	1.251	**466**	**(52)**	**(18)**	**1.647**

Il decremento dei crediti commerciali di 1.528 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.990 milioni di euro); questo decremento è stato parzialmente assorbito dall'aumento dei crediti commerciali del settore Refining & Marketing (380 milioni di euro).
I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**12.611**	**3.395**	**16.006**	**11.557**	**3.004**	**14.561**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**1.242**	**88**	**1.330**	**1.037**	**58**	**1.095**
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.812	502	2.314	1.168	772	1.940
- da 3 a 6 mesi	231	68	299	503	56	559
- da 6 a 12 mesi	248	294	542	294	439	733
- oltre 12 mesi	300	607	907	357	578	935
	2.591	**1.471**	**4.062**	**2.322**	**1.845**	**4.167**
	16.444	**4.954**	**21.398**	**14.916**	**4.907**	**19.823**

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.
L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 260 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2008) è riferito principalmente al settore Gas & Power (165 milioni di euro).
L'accantonamento al fondo svalutazione altri crediti di 206 milioni di euro (137 milioni di euro nel 2008) è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (205 milioni di euro) ed è dovuto principalmente alla svalutazione di crediti verso *partner* locali in *joint venture* affiliati ad Enti Statali in relazione ad investimenti non recuperabili dai "*Petroleum Agreements*" o a possibili revisioni delle quote partecipative della *joint venture*.
I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 168 milioni di euro (213 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Altri crediti per 461 milioni di euro del settore Exploration & Production relativi al recupero di costi di investimento sono oggetto di arbitrato (227 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 452 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 245 milioni di euro (399 milioni di euro al 31 dicembre 2008), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 179 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e crediti per *leasing* finanziario per 19 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008). Maggiori informazioni sui *leasing* finanziari sono riportati alla nota n. 12 – Altre attività finanziarie non correnti.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 73 milioni di euro (337 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano per 67 milioni di euro depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni. Il decremento di 264 milioni di euro riguarda per 173 milioni di euro il rilascio del deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario e per 88 milioni di euro il decremento dei depositi di Eni Insurance Ltd.
Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	2.242	2.372
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	378	457
- compagnie di assicurazione	146	194
	2.766	**3.023**
Acconti per servizi	857	860
Crediti per operazioni di *factoring*	171	156
Altri crediti	1.160	868
	4.954	**4.907**

I crediti per operazioni di *factoring* di 156 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.
La valutazione al *fair value* dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

4 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2008					31.12.2009				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	466	263		1.155	1.884	616	150		1.363	2.129
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	48	17		3	68	74	17		9	100
Lavori in corso su ordinazione			953		953			759		759
Prodotti finiti e merci	2.528	557		92	3.177	1.889	552		66	2.507
	3.042	**837**	**953**	**1.250**	**6.082**	**2.579**	**719**	**759**	**1.438**	**5.495**

I lavori in corso su ordinazione di 759 milioni di euro (953 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 13 milioni di euro (274 milioni di euro al 31 dicembre 2008) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti. Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 103 milioni di euro (697 milioni di euro al 31 dicembre 2008):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	697	36	(550)	(80)	**103**

Gli utilizzi di 550 milioni di euro riguardano essenzialmente i settori Refining & Marketing (336 milioni di euro) e Petrolchimica (200 milioni di euro).

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Imprese italiane	53	570
Imprese estere	117	183
	170	**753**

L'incremento di 583 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente ad Eni SpA che ha versato acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio (430 milioni di euro).

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Iva	623	889
Accise e imposte di consumo	167	119
Altre imposte e tasse	340	262
	1.130	**1.270**

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.128	698
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	474	236
Altre attività	268	373
	1.870	**1.307**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	35		80	2	113	
Currency swap	201	2.653	1.701	64	1.855	1.117
Altri	285	98	1.154	142	174	537
	521	**2.751**	**2.935**	**208**	**2.142**	**1.654**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	2		300	1	133	
Altri		4		9	9	
	2	**4**	**300**	**10**	**142**	
Contratti su merci						
Over the counter	547	1.063	1.850	469	1.383	1.257
Altri	58	65	53	11	234	8
	605	**1.128**	**1.903**	**480**	**1.617**	**1.265**
	1.128	**3.883**	**5.138**	**698**	**3.901**	**2.919**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 698 milioni di euro (1.128 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il decremento del *fair value* dei contratti derivati non di copertura di 430 milioni di euro si riferisce principalmente al settore Gas & Power (315 milioni di euro) e ad Eni SpA (160 milioni di euro).

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 236 milioni di euro riguarda la Distrigas NV e si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza 2010 è indicato alla nota n. 19 – Altre passività correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 14 – Altre attività non correnti e n. 24 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 25 e 603 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività di 373 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 104 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2008), per affitti e canoni di 35 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e per premi assicurativi di 18 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008										
Terreni	598	8			(7)		27	626	656	30
Fabbricati	1.376	102	(106)	(29)	(122)	7	(342)	886	3.125	2.239
Impianti e macchinari	35.880	3.590	(5.737)	(652)	1.301	112	4.548	39.042	91.864	52.822
Attrezzature industriali e commerciali	550	228	(177)	(3)		1	227	826	2.203	1.377
Altri beni	341	124	(83)	(6)	(13)	5	9	377	1.563	1.186
Immobilizzazioni in corso e acconti	11.392	8.260		(653)	2.442	408	(4.351)	17.498	18.716	1.218
	50.137	**12.312**	**(6.103)**	**(1.343)**	**3.601**	**533**	**118**	**59.255**	**118.127**	**58.872**
31.12.2009										
Terreni	626	10			2	(3)	(9)	626	654	28
Fabbricati	886	36	(100)	(37)	25	(34)	46	822	3.129	2.307
Impianti e macchinari	39.042	3.599	(6.370)	(496)	3	(176)	7.238	42.840	101.538	58.698
Attrezzature industriali e commerciali	826	214	(179)	(2)	16	(17)	228	1.086	2.482	1.396
Altri beni	377	152	(130)	(4)		(8)	156	543	1.920	1.377
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.498	8.289		(451)	2	(273)	(7.805)	17.260	18.801	1.541
	59.255	**12.300**	**(6.779)**	**(990)**	**48**	**(511)**	**(146)**	**63.177**	**128.524**	**65.347**

Gli investimenti di 12.300 milioni di euro (12.312 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (8.196 milioni di euro), Gas & Power (1.622 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (1.615 milioni di euro) e Refining & Marketing (626 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 222 milioni di euro (236 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (77 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (76 milioni di euro), Refining & Marketing (35 milioni di euro) e Gas & Power (32 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra l'1,9% e il 3,7% (3,5% e il 5,1% al 31 dicembre 2008).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2-10
Impianti e macchinari	2-10
Attrezzature industriali e commerciali	4-33
Altri beni	6-33

Le svalutazioni di 990 milioni di euro (1.343 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	765	576
- Refining & Marketing	292	287
- Petrolchimica	279	121
- Altri settori	7	6
	1.343	**990**
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	213	197
- Refining & Marketing	108	108
- Petrolchimica	88	33
- Altri settori	2	2
	411	**340**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	552	379
- Refining & Marketing	184	179
- Petrolchimica	191	88
- Altri settori	5	4
	932	**650**

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). In particolare le *cash generating unit* sono rappresentate generalmente: (i) per il settore Exploration & Production dai campi o insiemi (*pool*) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per il settore Gas & Power dalle reti di trasporto, di distribuzione, relative *facilities* e impianti di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale coerentemente con le segmentazioni definite dalle *Authorites* per la definizione delle remunerazioni delle attività nonché dalle navi metaniere e dagli impianti di produzione di energia elettrica; (iii) per il settore Refining & Marketing: dagli impianti di raffinazione e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative *facilities*; (iv) per il settore Petrolchimica: dagli impianti di produzione e relative *facilities*; (v) per il settore Ingegneria & Costruzioni l'intera *Business Unit* con riferimento all'*offshore*, all'*onshore* e alle Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni Mare. Il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").

I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC *adjusted* post imposte). Per il 2009 i WACC *adjusted* post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono aumentati in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto del maggior apprezzamento del rischio *equity* e del rischio paese da parte del mercato, parzialmente attenuati dalla riduzione della struttura dei tassi di interesse (costo del denaro e tasso "*risk free*"). I WACC *adjusted* 2009 sono compresi tra il 9% e il 13,5%. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel settore Exploration & Production le principali svalutazioni hanno riguardato proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario essenzialmente nel Golfo del Messico, Australia, Congo, Egitto e Nigeria in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi.

Nel settore Refining & Marketing i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati impianti di raffinazione per effetto delle prospettive negative dello scenario di raffinazione per il quale non si prevede un rapido rientro dei fattori di debolezza riscontrati nel 2009 e di fattori specifici degli impianti (bassa complessità).
Nel settore Petrolchimica i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati gli impianti del ciclo olefine-aromatici-polietilene di Porto Marghera e del Polo Siciliano per effetto del peggioramento dello scenario margini/volumi, in particolare per i prodotti maggiormente commoditizzati, dovuto alla contrazione della domanda, eccesso di capacità e delle previsioni di ulteriore inasprimento della pressione competitiva legato all'avvio di nuova capacità in Medio Oriente.
Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 511 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.005 milioni di euro) e, in aumento, imprese con moneta funzionale corone norvegesi (339 milioni di euro).
Le altre variazioni negative di 146 milioni di euro comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita per 421 milioni di euro, la vendita di attività materiali per 150 milioni di euro e, in aumento, la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti di 289 milioni di euro, di cui 273 milioni di euro relativi al settore Exploration & Production.
Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono *unproved mineral interest* come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a *Proved Mineral Interest*	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2008						
Congo	641	862	(10)	(81)	85	1.497
USA	1.401		(144)		74	1.331
Turkmenistan		809	(164)		40	685
Algeria		748			(59)	689
Altri paesi	255	209	(90)	(85)	(1)	288
	2.297	**2.628**	**(408)**	**(166)**	**139**	**4.490**
31.12.2009						
Congo	1.497	42		(333)	(42)	1.164
USA	1.331	43	(231)	(229)	(32)	882
Turkmenistan	685			(13)	(23)	649
Algeria	689			(220)	(17)	452
Altri paesi	288	137	(54)	(140)		231
	4.490	**222**	**(285)**	**(935)**	**(114)**	**3.378**

Gli *unproved mineral interest* si riferiscono al costo di acquisizione del potenziale minerario in connessione a recenti *business combination* in Congo, Golfo del Messico, Turkmenistan e Algeria. Le variazioni dell'anno hanno riguardato per 935 milioni di euro la promozione a riserve certe del potenziale minerario per effetto del progressivo avanzamento delle attività di accertamento delle riserve e sviluppo/*project sanction*. Le svalutazioni di 285 milioni di euro sono dovute a revisioni negative delle riserve che hanno riguardato essenzialmente il Golfo del Messico e, in misura minore, la Nigeria. .
Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 4.692 e 5.680 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009.
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 28 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2008) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.335 milioni di euro (1.308 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 28 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 19 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 9 milioni di euro. Il decremento di 135 milioni di euro è riferito essenzialmente all'esercizio dell'opzione di riscatto di una piattaforma di perforazione del settore Ingegneria & Costruzioni per 127 milioni di euro.
Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota 28 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio liquidità.
Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota 28 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	64.338	71.189
- Gas & Power	26.566	27.998
- Refining & Marketing	12.899	13.378
- Petrolchimica	5.036	5.174
- Ingegneria & Costruzioni	7.702	9.163
- Altre attività	1.550	1.592
- Corporate e società finanziarie	391	373
- Eliminazione utili interni	(355)	(343)
	118.127	**128.524**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	31.983	36.727
- Gas & Power	10.206	10.808
- Refining & Marketing	8.403	8.981
- Petrolchimica	4.124	4.321
- Ingegneria & Costruzioni	2.548	2.858
- Altre attività	1.467	1.513
- Corporate e società finanziarie	179	194
- Eliminazione utili interni	(38)	(55)
	58.872	**65.347**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	32.355	34.462
- Gas & Power	16.360	17.190
- Refining & Marketing	4.496	4.397
- Petrolchimica	912	853
- Ingegneria & Costruzioni	5.154	6.305
- Altre attività	83	79
- Corporate e società finanziarie	212	179
- Eliminazione utili interni	(317)	(288)
	59.255	**63.177**

9 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Greggio e prodotti petroliferi	1.040	1.586
Gas naturale	156	150
	1.196	**1.736**

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane (1.184 e 1.724 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009), riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

10 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	749	1.907	(2.097)	335	77	971	2.295	1.324
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	148	44	(85)		42	149	1.203	1.054
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	786	17	(93)	(15)	38	733	2.475	1.742
- Immobilizzazioni in corso e acconti	377	264			(61)	580	590	10
- Altre attività immateriali	158	18	(52)	1.595	14	1.733	1.995	262
	2.218	**2.250**	**(2.327)**	**1.915**	**110**	**4.166**	**8.558**	**4.392**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Avviamento	2.115			1.417	(1)	3.531		
	4.333	**2.250**	**(2.327)**	**3.332**	**109**	**7.697**		
31.12.2009								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	971	1.273	(1.615)		2	631	2.259	1.628
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	149	10	(85)		64	138	1.275	1.137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	733	20	(153)		71	671	2.403	1.732
- Immobilizzazioni in corso e acconti	580	83			(82)	581	584	3
- Altre attività immateriali	1.733	9	(136)		20	1.626	2.035	409
	4.166	**1.395**	**(1.989)**		**75**	**3.647**	**8.556**	**4.909**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Avviamento	3.531			15	864	4.410		
	7.697	**1.395**	**(1.989)**	**15**	**939**	**8.057**		

I costi per attività mineraria di 631 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.271 milioni di euro (1.715 milioni di euro nell'esercizio 2008).
Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 671 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (452 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (157 milioni di euro).
Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.626 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.244 milioni di euro (1.355 milioni di euro al 31 dicembre 2008) rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV. Tali *asset* sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 234 milioni di euro (208 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA per 68 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iv) la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri per 38 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi per attività mineraria	14-33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20-33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3-33
Altre immobilizzazioni immateriali	4-25

Le altre variazioni delle attività immateriali a vita utile definita di 75 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 5 milioni di euro.
Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (*goodwill*) la variazione dell'area di consolidamento di 15 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione della Seacom SpA (13 milioni di euro).
Il saldo finale della voce *goodwill* di 4.410 milioni di euro (3.531 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
- Exploration & Production	243	249
- Gas & Power	2.400	3.328
- Refining & Marketing	142	84
- Ingegneria & Costruzioni	746	749
	3.531	**4.410**

Il *goodwill* rilevato a seguito di *business combination* è attribuito alle *cash generating unit* ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0% e il 2%; b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC *adjusted* post imposte). Per il 2009 i WACC *adjusted* post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono aumentati in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto del maggior apprezzamento del rischio *equity* e del rischio paese da parte del mercato, parzialmente attenuati dalla riduzione della struttura dei tassi di interesse (costo del denaro e tasso "*risk free*"). I WACC *adjusted* 2009 sono compresi tra il 9% e il 13,5%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7% ed un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto ridotto il WACC *adjusted* in media di circa mezzo punto percentuale rispetto al 2008 per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio *equity*; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8,5% in aumento di mezzo punto percentuale rispetto al 2008; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Relativamente ai valori di *goodwill* significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Mercato gas Italia	743	766
Mercato gas estero	1.342	2.247
- di cui mercato europeo	*1.248*	*2.148*
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	2.400	**3.328**

Il *goodwill* attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in relazione all'acquisto di azioni Italgas a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro).
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale che ha ridimensionato le aspettative di crescita della domanda gas e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* ad essa riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 28,7% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 28,7% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,4%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di *sensitivity* sono stati calcolati sulla base dei soli margini *retail*, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti *business* (industriali, termoelettrici e altri).
Il *goodwill* allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della totalità del capitale della società belga Distrigas NV perfezionata in due momenti: (i) la quota di maggioranza del 57,24% nell'ottobre 2008; (ii) le minoranze per effetto del perfezionamento dell'offerta pubblica obbligatoria e della successiva procedura di *squeeze-out* alle stesse condizioni di prezzo dell'acquisto della quota di maggioranza. Tale *goodwill* è stato attribuito alla CGU mercato europeo alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione Distrigas. Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato europeo riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base del piano quadriennale aziendale che integra Distrigas e le altre attività europee. Il piano recepisce i mutamenti dello scenario gas con il ridimensionamento delle prospettive di crescita della domanda europea e assunzioni coerenti per i margini di commercializzazione. La stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 1,6%. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato europeo rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* a essa riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 40,9% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 40,9% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3,9 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,0%.
Il *goodwill* attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di *goodwill* allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Offshore	416	416
Onshore	314	317
Altre	16	16
	746	**749**

Il *goodwill* di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro).
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU *Offshore* rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del *goodwill* ad essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 56% del risultato operativo; (ii) incremento di più di 8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo.
Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU *Onshore*, compreso il *goodwill* allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU *Offshore*.
Per quanto riguarda il *goodwill* dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di *impairment* hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un *goodwill* di 249 milioni di euro, allo stato il *management* ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle *cash generating unit* alle quali tali *goodwill* sono stati allocati. Il

goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a *proved* e a *unproved mineral interest* nelle *business combination* Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Calgary. La variazione rispetto al bilancio 2008 è relativa all'allocazione definitiva del prezzo di acquisto di First Calgary per 65 milioni di euro; (ii) nel settore Refining & Marketing (84 milioni di euro), è stata rilevata una svalutazione di *goodwill* di 58 milioni di euro, di cui 48 milioni di euro relativa ad *asset* commerciali rete e *business* avio acquisiti recentemente in Europa Centro-Orientale, per effetto dei minori margini/volumi associati alla flessione della domanda dei carburanti a causa della recessione economica e alla perdita di quota di mercato, nonché 10 milioni di euro su *asset* minori. Al netto di tali svalutazioni il *goodwill* residuo riguarda principalmente le CGU rete relative alle acquisizioni in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia.
Le altre variazioni di 864 milioni di euro comprendono la rilevazione del *goodwill* relativo all'acquisizione del 42,757% di Distrigas NV a seguito della finalizzazione dell'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas NV, Publigaz SCRL, e del restante 1,14% attraverso la procedura di *squeeze-out* (903 milioni di euro) e, in diminuzione, svalutazioni per 58 milioni di euro, riferite al settore Refining & Marketing come descritto in precedenza.

11 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione a patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2008								
Partecipazioni in imprese controllate	141	41	27	(6)	(5)	3	(24)	177
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.310	47	536	(94)	(444)	(123)	25	3.257
Partecipazioni in imprese collegate	2.188	289	198	(5)	(266)	35	(402)	2.037
	5.639	**377**	**761**	**(105)**	**(715)**	**(85)**	**(401)**	**5.471**
31.12.2009								
Partecipazioni in imprese controllate	177	1	42	(4)	(8)	(3)	12	217
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.257	25	478	(81)	(254)	(54)	(44)	3.327
Partecipazioni in imprese collegate	2.037	200	173	(156)	(122)	(31)	183	2.284
	5.471	**226**	**693**	**(241)**	**(384)**	**(88)**	**151**	**5.828**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 226 milioni di euro si riferiscono per 224 milioni di euro alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 181 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.
Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Galp Energia SGPS SA	39	88	33,34	116	64	33,34
- Unión Fenosa Gas SA	200	185	50,00	108	138	50,00
- Artic Russia BV	29		60,00	103		60,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	39	28	89,00	84	22	89,00
- Eni BTC Ltd	16		100,00	35		100,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	34		50,00	33		50,00
- United Gas Derivatives Co	107	127	33,33	24	40	24,55(*)
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	40	22	50,00	15		50,00
- Supermetanol CA	39	34	34,51	6	13	34,51
- Altre	218	231		169	107	
	761	**715**		**693**	**384**	

(*) Percentuale di controllo 33,33

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 241 milioni di euro riguardano principalmente la Ceska Rafinerska AS (140 milioni di euro) che sconta l'esito del test di *impairment* della raffineria, la Transmediterranean Pipeline Co Ltd (30 mi-

lioni di euro) e la Super Octanos CA (21 milioni di euro) che sconta la svalutazione della relativa CGU imputabile all'effetto cambio.
Le altre variazioni di 151 milioni di euro comprendono la riclassifica dai crediti finanziari strumentali all'attività operativa a seguito della definizione dell'operazione di conferimento nella PetroSucre SA delle attività venezuelane di Corocoro (153 milioni di euro), la riclassifica da attività destinate alla vendita della partecipazione in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente (68 milioni di euro) e, in diminuzione, il rimborso di capitale di Artic Russia BV (111 milioni di euro) ai due soci Eni ed Enel *partner* al 60%-40% in relazione alla cessione avvenuta il 23 settembre 2009 del 51% della *joint venture* OOO SeverEnergia in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari quota Eni è stato incassato relativamente alla prima *tranche* (circa il 25% del prezzo pattuito) pari a 155 milioni di euro (230 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,48). Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato della plusvalenza da valutazione al patrimonio netto di Artic Russia (103 milioni di euro) riferiti per 100 milioni di euro alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della *joint venture* il 4 aprile 2007.
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2009 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	62	100,00	93	100,00
- Altre (*)	115		124	
	177		**217**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Artic Russia BV	895	60,00	918	60,00
- Unión Fenosa Gas SA	499	50,00	473	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	351	50,00	371	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	268	50,00	284	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	166	49,00	170	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	158	49,00	161	49,00
- Toscana Energia SpA	136	49,38	143	49,38
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	50,00	128	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	109	89,00	170	89,00
- Super Octanos CA	90	49,00	66	49,00
- Supermetanol CA	90	34,51	80	34,51
- Unimar Llc	65	50,00	72	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	42	49,00	43	49,00
- Starstroi Llc	19	50,00	31	50,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	40	50,00	8	50,00
- Transitgas AG	33	46,00	33	46,00
- Altergaz SA	25	38,91	28	41,62
- Altre (*)	143		148	
	3.257		**3.327**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	862	33,34	914	33,34
- Angola LNG Ltd	453	13,60	612	13,60
- Ceska Rafinerska AS	323	32,44	184	32,44
- PetroSucre SA	19	26,00	176	26,00
- United Gas Derivatives Co	128	33,33	84	24,55 (**)
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	20,00	68	20,00
- ACAM Gas SpA	46	49,00	47	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	32	31,35	29	31,35
- Altre (*)	106		170	
	2.037		**2.284**	
	5.471		**5.828**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.
(**) Percentuale di controllo 33,33.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 521 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (181 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (106 milioni di euro).
Il valore di mercato relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.161	33,34	12,08	**3.340**
Altergaz SA	1.123.954	41,62	29,80	**33**

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 170 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	27	64
CARDON IV SA	11	32
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	31	32
Charville - Consultores e Serviços Lda	33	21
Southern Gas Constructors Ltd	17	13
Altre		8
	119	**170**

Altre partecipazioni
Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2008							
Imprese controllate	25	1		4	30	41	11
Imprese collegate	10			(6)	4	28	24
Altre imprese	437	5	11	(77)	376	382	6
	472	**6**	**11**	**(79)**	**410**	**451**	**41**
31.12.2009							
Imprese controllate	30		(1)	15	44	55	11
Imprese collegate	4			4	8	8	
Altre imprese	376	4	(7)	(9)	364	371	7
	410	**4**	**(8)**	**10**	**416**	**434**	**18**

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro *fair value*.
Il valore netto delle altre partecipazioni di 416 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate (*)	**30**		**44**	
Imprese collegate	**4**		**8**	
Altre imprese:				
- Interconnector (UK) Ltd	135	16,06	134	16,06
- Nigeria LNG Ltd	85	10,40	82	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	83	10,99	78	10,99
- Altre (*)	73		70	
	376		**364**	
	410		**416**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 41 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Burren Energy Ship Management Ltd	17	25
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Co	24	15
Altre	3	1
	44	**41**

Altre informazioni sulle partecipazioni
I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.361	7.761	4.020	2.215	6.981	4.218
Totale passività	1.230	4.565	1.958	2.081	3.721	1.929
Ricavi netti	134	5.303	5.067	65	3.936	5.718
Utile operativo	2	736	702	(48)	564	141
Utile dell'esercizio	20	490	690	(9)	474	101

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate non consolidate di 2.215 e 2.081 milioni di euro (1.361 e 1.230 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi per 1.873 e 1.860 milioni di euro (923 milioni di euro e 923 milioni di euro al 31 dicembre 2008); l'ammontare residuo è riferito alle società controllate non consolidate che non superano i parametri di rilevanza indicati nei "Criteri di redazione".

12 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.084	1.112
Titoli strumentali all'attività operativa	50	36
	1.134	**1.148**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 29 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.112 milioni di euro (1.084 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (580 milioni di euro), Gas & Power (311 milioni di euro) e Refining & Marketing (111 milioni di euro), nonché crediti per *leasing* finanziario per 97 milioni di euro (128 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I crediti per *leasing* finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE, società entrata nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo della Distrigas NV da parte del settore Gas & Power. Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

	Scadenza			
(milioni di euro)	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	Totale
Credito residuo	19	77	20	116
Quota interessi	6	11	1	18
Valore nominale dei canoni futuri	25	88	21	134

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa – quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 3 – Crediti commerciali e altri crediti.
I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 716 milioni di euro (827 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 460 milioni di euro (617 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
I titoli di 36 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si intendono da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 21 milioni di euro e da stati esteri per 15 milioni di euro. Il decremento di 14 milioni di euro è riferito a Banque Eni SA.
I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 20 milioni di euro.
La valutazione al *fair value* dei crediti finanziari e dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra l'1,0% e il 4,5% (l'1,9% e il 3,9% al 31 dicembre 2008). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

13 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.764 milioni di euro (3.468 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	2.912	1.715	(1.078)	(28)	37	**3.558**

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 23 – Passività per imposte differite.

14 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	24	18
- per interessi su crediti d'imposta	58	55
- per crediti Iva	2	
	84	**73**
- Amministrazioni finanziarie estere	28	39
	112	**112**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	780	710
- altri	268	215
	1.048	**925**
Fair value su contratti derivati non di copertura	480	339
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	197	129
Altre attività	44	433
	1.881	**1.938**

Le attività di disinvestimento di 710 milioni di euro comprendono: (i) il credito di 421 milioni di euro rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo con le Autorità venezuelane che hanno riconosciuto un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, a fronte dell'*asset* espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. In base all'accordo tra le parti, la rata 2009 di 71 milioni di euro (104 milioni di dollari) è stata rimborsata attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi (rimborso in *kind*); (ii) il credito di 279 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al *partner* kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi tra i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di *governance* del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008.
Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	106	403	120	112	458	197
Currency swap	1	1	11	7	333	33
Altri	29	13	48			
	136	**417**	**179**	**119**	**791**	**230**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	27	217	403	46	677	563
	27	**217**	**403**	**46**	**677**	**563**
Contratti su merci						
Over the counter	317	207	859	172	540	659
Altri				2	37	
	317	**207**	**859**	**174**	**577**	**659**
	480	**841**	**1.441**	**339**	**2.045**	**1.452**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 339 milioni di euro (480 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 129 milioni di euro è riferito alla Distrigas NV. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 19 – Altre passività correnti. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato alla nota n. 24 – Altre passività non correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 7 – Altre attività correnti e n. 19 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 29 e 427 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività di 433 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono la rilevazione del "*deferred cost*", con contropartita debiti verso fornitori, relativo all'importo dei volumi di gas 2009 per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di *take-or-pay* in adempimento ai relativi contratti di acquisto, per i quali si ipotizza il ritiro oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi. L'ammontare determinato sulla base del costo di acquisto alla formula prezzo contrattuale e della relativa percentuale di anticipo prevista contrattualmente dopo l'allineamento al valore netto di realizzo è di 255 milioni di euro.

Passività correnti

15 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Banche	2.411	683
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	3.663	2.718
Altri finanziatori	285	144
	6.359	**3.545**

Il decremento di 2.814 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (2.889 milioni di euro) parzialmente compensato dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (97 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.718 milioni di euro (3.663 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per 2.020 milioni di euro e di Eni Coordination Center SA per 698 milioni di euro.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Euro	3.801	1.143
Dollaro USA	1.332	2.321
Altre valute	1.226	81
	6.359	**3.545**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 4,2% e dello 0,8%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2009.
Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 2.241 e 9.533 milioni di euro (rispettivamente 3.313 e 7.696 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

16 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Debiti commerciali	12.590	10.078
Acconti e anticipi	2.916	3.230
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.716	1.541
- altri debiti	3.293	4.325
	5.009	**5.866**
	20.515	**19.174**

Il decremento dei debiti commerciali di 2.512 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.640 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (619 milioni di euro), Exploration & Production (566 milioni di euro) nonché, in aumento, al settore Refining & Marketing (266 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 3.230 milioni di euro (2.916 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano acconti e anticipi per lavori in corso su ordinazione per 2.590 milioni di euro (2.516 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e altri acconti e anticipi per 640 milioni di euro (400 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Debiti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	2.007	2.305
- fornitori per attività di investimento	1.057	809
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	441	661
- personale	400	451
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	284	292
	4.189	**4.518**
Altri debiti	820	1.348
	5.009	**5.866**

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.
La valutazione al *fair value* dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

17 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Imprese italiane	808	363
Imprese estere	1.141	928
	1.949	**1.291**

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (137 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Altre passività correnti.

18 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Accise e imposte di consumo	920	832
Altre imposte e tasse	740	599
	1.660	**1.431**

19 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.418	691
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	452	680
Altre passività	1.993	485
	3.863	**1.856**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	211	1.234	2.379	113	3.044	2.487
Interest currency swap	78	694	60	8	113	
Altri	299	101	1.181	135	107	684
	588	**2.029**	**3.620**	**256**	**3.264**	**3.171**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	5	500		15		816
	5	**500**		**15**		**816**
Contratti su merci						
Over the counter	769	2.528	191	415	1.244	549
Altri	56	66	119	5	2	54
	825	**2.594**	**310**	**420**	**1.246**	**603**
	1.418	**5.123**	**3.930**	**691**	**4.510**	**4.590**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 691 milioni di euro (1.418 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 680 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito al settore Exploration & Production per 369 milioni di euro e alla Distrigas NV per 311 milioni di euro (rispettivamente, 37 e 415 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il *fair value* relativo al settore Exploration & Production si riferisce al *fair value* passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2010 posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006). Al 31 dicembre 2009, per effetto del regolamento delle operazioni degli anni passati, l'ammontare residuo delle riserve oggetto di copertura ammonta a 37,5 milioni di barili. Queste operazioni di copertura sono state poste in essere in relazione alle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo e nel Golfo del Messico. Il *fair value* relativo alla Distrigas NV si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza 2010 è indicato alla nota n. 7 – Altre attività correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 24 – Altre passività non correnti e n. 14 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.882 e 272 milioni di euro (rispettivamente 989 e 895 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Il decremento delle altre passività di 1.508 milioni di euro è riferito per 1.495 milioni di euro all'estinzione del diritto (*put option*), attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA, a seguito dell'adesione all'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza da parte di Publigaz. La passività era stata rilevata in contropartita al patrimonio netto di competenza Eni.

Passività non correnti

20 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine					
Tipo	Scadenza	2008	2009	Scad.2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Banche	**2010-29**	7.003	9.056	2.028	1.106	3.559	323	1.122	918	7.028
Obbligazioni ordinarie	**2010-37**	6.843	11.687	1.111	141	38	1.589	1.314	7.494	10.576
Altri finanziatori	**2010-21**	632	512	52	95	63	55	51	196	460
		14.478	**21.255**	**3.191**	**1.342**	**3.660**	**1.967**	**2.487**	**8.608**	**18.064**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 21.255 milioni di euro (14.478 milioni di euro al 31 dicembre 2008) aumentano di 6.777 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi per 6.730 milioni di euro, alle differenze da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per 100 milioni di euro e, in diminuzione, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 74 milioni di euro.

I debiti verso banche di 9.056 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito *committed* per 4.030 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 512 milioni di euro (632 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano per 24 milioni di euro operazioni di *leasing* finanziario (161 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il decremento di 137 milioni di euro riguarda essenzialmente il riscatto alla scadenza contrattuale di un mezzo navale da parte del settore Ingegneria & Costruzioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* minimo. Nel caso in cui tale *rating* minimo non fosse più rispettato gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.323 milioni di euro e a 1.508 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali *covenants* abbia comunque un impatto poco significativo. Inoltre, Saipem SpA ha stipulato accordi di finanziamento con banche per 75 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008) che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. Eni e Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 11.687 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 9.419 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 2.268 milioni di euro.

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso % da	Tasso % a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	58	1.558	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	44	1.544	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	8	1.508	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	66	1.316	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	(4)	1.246	EUR		2017		4,750
Eni Coordination Center SA	733	6	739	GBP	2010	2019	4,875	6,125
Eni SpA	500	17	517	EUR		2010		6,125
Eni Coordination Center SA	350	10	360	EUR	2010	2028	2,876	5,600
Eni Coordination Center SA	346	2	348	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Coordination Center SA	176	4	180	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Coordination Center SA	41	(1)	40	EUR	2011	2015		variabile
Eni Coordination Center SA	34		34	CHF		2010		2,043
Eni Coordination Center SA	31	(2)	29	USD		2013		variabile
	9.211	**208**	**9.419**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(15)	985	EUR		2015		variabile
Eni USA Inc	277	(3)	274	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	2		2	GBP		2013		variabile
	2.279	**(11)**	**2.268**					
	11.490	**197**	**11.687**					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 993 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA per 476 milioni di euro e Eni SpA per 517 milioni di euro. Nel corso del 2009 sono state emesse da parte di Eni SpA nuove obbligazioni per 5.058 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2008 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2009 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	12.284	4,2	19.345	3,9
Dollaro USA	912	6,1	779	3,9
Lira sterlina	859	6,2	742	5,2
Yen giapponese	367	2,0	348	2,0
Altre valute	56	3,8	41	3,0
	14.478		**21.255**	

Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 2.850 milioni di euro (1.850 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 22.320 milioni di euro (15.247 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Obbligazioni ordinarie	7.505	12.618
Banche	7.056	9.152
Altri finanziatori	686	550
	15.247	**22.320**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra l'1,0% e il 4,5% (1,4% e il 3,9% al 31 dicembre 2008).
Al 31 dicembre 2009 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati (151 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.939		1.939	1.608		1.608
B. Titoli disponibili per la vendita	185		185	64		64
C. Liquidità (A+B)	**2.124**		**2.124**	**1.672**		**1.672**
D. Crediti finanziari	**337**		**337**	**73**		**73**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	2.411		2.411	683		683
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	147	6.856	7.003	2.028	7.028	9.056
G. Prestiti obbligazionari	360	6.483	6.843	1.111	10.576	11.687
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	153		153	147		147
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		9	9			
L. Altre passività finanziarie a breve termine	3.795		3.795	2.715		2.715
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	42	581	623	52	460	512
N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)	**6.908**	**13.929**	**20.837**	**6.736**	**18.064**	**24.800**
O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)	**4.447**	**13.929**	**18.376**	**4.991**	**18.064**	**23.055**

I titoli disponibili per la vendita di 64 milioni di euro (185 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 320 milioni di euro (360 milioni di euro al 31 dicembre 2008) relativi per 284 milioni di euro (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.
I crediti finanziari di 73 milioni di euro (337 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono non strumentali all'attività operativa.
La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 452 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 245 milioni di euro (399 milioni di euro al 31 dicembre 2008) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di specifici progetti industriali e 179 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2008) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd. I crediti finanziari correnti al 31 dicembre 2008 si riferiscono a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario per 173 milioni di euro.

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Variazioni stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Fondo abbandono e ripristino siti	4.574		317	212	(191)	(5)	(110)	4.797
Fondo rischi ambientali	1.980	280			(249)	(22)	(53)	1.936
Fondo rischi per contenziosi	812	372			(62)	(39)	85	1.168
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	404	135					(25)	514
Fondo approvvigionamento merci	308	35		10				353
Fondo per imposte	260	46				(1)	(9)	296
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	96				(39)	(9)	211
Fondo contratti onerosi	4	115			(26)		(3)	90
Fondo mutua assicurazione *OIL*	72	9			(1)	(1)		79
Altri fondi (*)	929	306	22	(4)	(298)	(72)	(8)	875
	9.506	**1.394**	**339**	**218**	**(827)**	**(179)**	**(132)**	**10.319**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 4.797 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (4.500 milioni di euro). Le variazioni di stima di 317 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Eni Petroleum Co Inc (153 milioni di euro), Eni UK Ltd (76 milioni di euro) ed Eni SpA (51 milioni di euro). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 212 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra l'1,9% e l'8,8% (3,3% e 6,2% al 31 dicembre 2008). Le altre variazioni di 110 milioni di euro riguardano principalmente la riclassifica alle passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per 188 milioni di euro; questo decremento è stato parzialmente assorbito dalle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 70 milioni di euro.

Il fondo rischi ambientali di 1.936 milioni di euro accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi di interventi di bonifica e ripristino ambientale dei siti dismessi per i quali generalmente è intervenuta l'approvazione da parte delle competenti amministrazioni. Il fondo è relativo principalmente alla Syndial SpA (1.412 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (394 milioni di euro). Gli accantonamenti dell'anno di 280 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (186 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (68 milioni di euro). Gli utilizzi a fronte oneri di 249 milioni di euro riguardano prevalentemente il settore Refining & Marketing (125 milioni di euro) e la Syndial SpA (97 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 1.168 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (476 milioni di euro), il settore Ingegneria & Costruzioni (278 milioni di euro), la Syndial SpA (220 milioni di euro), l'Eni Corporate (79 milioni di euro) e la Petrolchimica (34 milioni di euro). L'accantonamento di 372 milioni di euro comprende l'onere non ricorrente di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si da notizia alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 514 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Il fondo approvvigionamento merci di 353 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci.

Il fondo per imposte di 296 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (176 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (66 milioni di euro).

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 211 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.
Il fondo per contratti onerosi di 90 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.
Il fondo mutua assicurazione *OIL* di 79 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	458	445
Piani pensione esteri	223	204
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	98	107
Altri fondi per benefici ai dipendenti	168	188
	947	**944**

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.
I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.
L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) ad altri piani medici esteri viene determinato con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle *performance* aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

		Piani pensione esteri				
(milioni di euro)	TFR	Passività lorda	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2008						
Valore attuale delle passività e delle attività all'inizio dell'esercizio	**476**	**621**	**(362)**	**92**	**118**	**945**
Costo corrente		21		1	48	70
Oneri finanziari	25	28		5	5	63
Rendimento delle attività al servizio del piano			(25)			(25)
Contributi versati		(1)	(41)			(42)
Utili/perdite attuariali	8	(11)	102	3	3	105
Benefici pagati	(65)	(25)	20	(7)	(7)	(84)
Riduzioni ed estinzioni del piano				(2)		(2)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(1)	169	(147)	2	1	24
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**443**	**802**	**(453)**	**94**	**168**	**1.054**
2009						
Valore attuale delle passività e delle attività all'inizio dell'esercizio	**443**	**802**	**(453)**	**94**	**168**	**1.054**
Costo corrente		27		2	45	74
Oneri finanziari	26	22		6	6	60
Modifiche del piano		81		10		91
Rendimento delle attività al servizio del piano			(16)			(16)
Contributi versati		1	(42)			(41)
Utili/perdite attuariali	18	301	(16)	9	4	316
Benefici pagati	(41)	(45)	22	(7)	(39)	(110)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(15)	14			(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(28)	(9)	1	4	(31)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**447**	**1.146**	**(500)**	**115**	**188**	**1.396**

La passività lorda relativa ai piani pensione esteri di 1.146 milioni di euro (802 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprende la passività di competenza dei *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 77 e 62 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli altri benefici di 188 milioni di euro (168 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 119 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e i premi di anzianità per 52 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			610	935				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(453)	(500)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			**157**	**435**				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	**443**	**447**	**192**	**211**	**94**	**115**	**168**	**188**
Utili (perdite) attuariali non rilevati	15	(2)	(126)	(442)	4	(6)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate						(2)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**458**	**445**	**223**	**204**	**98**	**107**	**168**	**188**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2008					
Costo corrente		21	1	48	70
Oneri finanziari	25	28	5	5	63
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(25)			(25)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		1			1
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano			(2)		(2)
	25	**25**	**4**	**53**	**107**
2009					
Costo corrente		27	2	45	74
Oneri finanziari	26	22	6	6	60
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(16)			(16)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		10	7	4	21
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		1		(3)	(2)
	26	**44**	**15**	**52**	**137**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2008				
Tasso di sconto	6,0	3,5-13,0	6,0	5,2-6,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,5-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-3,0	2,4-13,0		2,7-4,0
Tasso d'inflazione	2,5	1,3-11,0	2,5	2,5
2009				
Tasso di sconto	5,0	2,7-11,0	5,0	2,0-5,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,7-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,9-10,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48).
Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.
Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	10,0	6,0-7,5
Obbligazioni	28,8	2,4-13,0
Attività immobiliari	1,6	6,0-7,5
Altro	59,6	0,5-13,0
Totale	**100,0**	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a zero milioni di euro (un onere di 77 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	14	(12)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 88 milioni di euro.
L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2008				
Effetto sull'obbligazione netta	7	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		(62)		
2009				
Effetto sull'obbligazione netta	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.764 milioni di euro (3.468 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	5.784	631	(1.434)	3	(22)	(55)	**4.907**

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Passività per imposte differite	9.252	8.671
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.468)	(3.764)
	5.784	**4.907**
Attività per imposte anticipate non compensabili	(2.912)	(3.558)
	2.872	**1.349**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.366	238	(392)	(6)	(34)	5.172
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	654	59	(132)	27	(59)	549
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	173	3	(15)		(2)	159
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	79	31	(91)		42	61
- altre	2.980	300	(804)	(43)	297	2.730
	9.252	**631**	**(1.434)**	**(22)**	**244**	**8.671**
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.572)	(84)	100	(8)	79	(1.485)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.397)	(334)	309		32	(1.390)
- ammortamenti non deducibili	(910)	(474)	140	33	25	(1.186)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(735)		58			(677)
- perdite fiscali portate a nuovo	(57)	(150)	40	(7)		(174)
- altre	(1.709)	(673)	431	10	(469)	(2.410)
	(6.380)	**(1.715)**	**1.078**	**28**	**(333)**	**(7.322)**
Passività nette per imposte differite	**2.872**	**(1.084)**	**(356)**	**6**	**(89)**	**1.349**

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Le altre variazioni di 89 milioni di euro comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (65 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportate alla nota n. 19 – Altre passività correnti.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 25,8% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa 28,2% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.532 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2010		
2011		2
2012		1
2013	7	
2014	107	43
oltre 2014	64	19
illimitatamente	16	1.273
	194	**1.338**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 634 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 194 milioni di euro e ad imprese estere per 440 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 50 e 124 milioni di euro.

24 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati di non copertura	564	372
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	499	436
Passività non correnti per imposte sul reddito correnti	254	52
Altri debiti	55	54
Altre passività	1.730	1.566
	3.102	**2.480**

Il *fair value* dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	82	694	100	10	296	94
Interest currency swap	4		40	23	394	
Altri	28	50	16			
	114	**744**	**156**	**33**	**690**	**94**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	129	141	3.002	137	41	4.030
	129	**141**	**3.002**	**137**	**41**	**4.030**
Contratti su merci						
Over the counter	321	769	197	199	850	219
Altri				3	12	9
	321	**769**	**197**	**202**	**862**	**228**
	564	**1.654**	**3.355**	**372**	**1.593**	**4.352**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 372 milioni di euro (564 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.
Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 436 milioni di euro (499 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito alla Distrigas NV per 275 milioni di euro (235 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e al settore Exploration & Production per 161 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 19 – Altre passività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato alla nota n. 14 – Altre attività non correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 19 – Altre passività correnti e n. 7 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.
Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.544 e 129 milioni di euro (rispettivamente 1.878 e 1.832 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.
Le passività non correnti per imposte sul reddito correnti di 52 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.
Le altre passività di 1.566 milioni di euro (1.730 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono gli anticipi incassati dal *partner* Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.455 milioni di euro (1.552 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili rispettivamente di 542 milioni di euro e 276 milioni di euro riguardano le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile e la Distri RE SA rilevata con l'acquisizione della Distrigas NV, per le quali sono in corso le trattative di vendita.

26 Patrimonio netto

Capitale e riserve di terzi azionisti

Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2008	2009	31.12.2008	31.12.2009
Saipem SpA	407	567	1.560	2.005
Snam Rete Gas SpA	254	369	948	1.568
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(1)	1	128	123
Tigàz Tiszàntùli Gàzszolgàltatò Részvénytàrsasàg	(11)	8	65	72
Distrigas NV	74		1.162	
Altre	10	5	211	210
	733	**950**	**4.074**	**3.978**

L'incremento del patrimonio netto di Snam Rete Gas SpA comprende l'aumento del capitale versato dai terzi azionisti (1.542 milioni di euro) e, in diminuzione, l'effetto determinatosi a seguito dell'acquisto da Eni di Italgas SpA e di Stogit SpA (1.086 milioni di euro). L'azzeramento del patrimonio netto dei terzi azionisti di Distrigas NV è dovuto all'acquisizione del 100% della società attraverso la finalizzazione dell'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni in forza della procedura di *squeeze-out*.

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Riserva *fair value* derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale	(90)	(439)
Riserva *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	4	5
Altre riserve	(1.054)	1.492
Riserva per differenze cambio da conversione	(969)	(1.665)
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)
Utili relativi a esercizi precedenti	34.685	39.160
Acconto sul dividendo	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	8.825	4.367
	44.436	**46.073**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2009, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2008).

Il 30 aprile 2009 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,65 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 21 maggio 2009, con stacco cedola fissato al 18 maggio 2009. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2008 ammonta perciò a 1,30 euro.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla Legge.

Riserve per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 6.757 milioni di euro (7.187 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprende le azioni proprie acquistate. Nel corso del 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. L'importo residuo non utilizzato di 430 milioni di euro è stato riclassificato negli Utili relativi a esercizi precedenti (429 milioni di euro) e nelle Altre riserve (1 milione di euro).

Riserva *fair value* derivati *Cash Flow Hedge* al netto dell'effetto fiscale e Riserva *fair value* titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al *fair value* dei derivati di copertura *cash flow hedge* e dei titoli disponibili per la vendita, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura *cash flow hedge*			Totale		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2007	**2**		**2**	**(2.185)**	**841**	**(1.344)**	**(2.183)**	**841**	**(1.342)**
Variazione dell'esercizio 2008	3	(1)	2	964	(364)	600	967	(365)	602
Variazione dell'area di consolidamento				(68)	23	(45)	(68)	23	(45)
Differenze di cambio da conversione				48	(23)	25	48	(23)	25
Utilizzo a conto economico				1.005	(402)	603	1.005	(402)	603
Riserva al 31 dicembre 2008	**5**	**(1)**	**4**	**(236)**	**75**	**(161)**	**(231)**	**74**	**(157)**
di cui: quota Gruppo	*5*	*(1)*	*4*	*(128)*	*38*	*(90)*	*(123)*	*37*	*(86)*
Variazione dell'esercizio 2009	1		1	(636)	246	(390)	(635)	246	(389)
Differenze di cambio da conversione				3	(2)	1	3	(2)	1
Utilizzo a conto economico				155	(44)	111	155	(44)	111
Riserva al 31 dicembre 2009	**6**	**(1)**	**5**	**(714)**	**275**	**(439)**	**(708)**	**274**	**(434)**

La variazione del *fair value* inefficace ai fini della copertura (componente *time value*) relativa ai contratti derivati *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Effetto rilevato a conto economico	Differenze di cambio da conversione	Valore al 31.12.2009
	(45)	6	1	**(38)**

Altre riserve

Le altre riserve di 1.492 milioni di euro (negative per 1.054 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

- per 1.086 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stogit SpA a Snam Rete Gas SpA;
- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di SnamProgetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2008);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (194 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- per 2 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto;
- al 31 dicembre 2008, le altre riserve erano negative per effetto della rilevazione della riserva relativa al diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA (1.495 milioni di euro). La Publigaz ha aderito all'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza e la riserva è stata contestualmente azzerata.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.757 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008) e sono rappresentate da n. 382.952.240 (n. 382.954.240 al 31 dicembre 2008) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 non sono stati effettuati acquisti ed è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 414 milioni di euro (505 milioni di euro al 31 dicembre 2008), rappresentate da n. 19.482.330 azioni ordinarie (n. 23.557.425 azioni ordinarie al 31 dicembre 2008), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 4.075.095 azioni si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2008	**23.557.425**
- diritti esercitati	(2.000)
- diritti decaduti	(4.073.095)
	(4.075.095)
Numero azioni al 31 dicembre 2009	**19.482.330**

Al 31 dicembre 2009 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 19.482.330 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock option*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 97.000), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 229.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 euro e di 27,451 euro rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 3.018.155) e per quelle 2007 (n. 5.144.050) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 7.040.125). Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite alla nota n. 30 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione deliberato il 10 settembre 2009 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 24 settembre 2009.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2009 comprende riserve distribuibili per circa 41.100 milioni di euro.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2008	2009	31.12.2008	31.12.2009
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.745**	**5.061**	**30.049**	**32.144**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.140	158	18.999	17.464
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(330)	(213)	5.161	5.068
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	(1.373)	(113)	(2.852)	(1.062)
- eliminazione di utili infragruppo	216	117	(3.127)	(4.582)
- imposte sul reddito differite e anticipate	159	378	(15)	1.175
- altre rettifiche	1	(71)	295	(156)
	9.558	**5.317**	**48.510**	**50.051**
Interessi di terzi	(733)	(950)	(4.074)	(3.978)
Come da bilancio consolidato	**8.825**	**4.367**	**44.436**	**46.073**

27 Altre informazioni

Con riferimento alla comunicazione degli addebiti del 9 marzo 2009 da parte della Commissione Europea concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo a presunti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato del gas europeo nel periodo 2000-2005 aventi ad oggetto in particolare l'accesso alle infrastrutture di trasporto TAG, TENP e Transitgas, Eni ha presentato, in data 4 febbraio 2010, alla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea impegni di carattere strutturale per la chiusura del procedimento.
In particolare Eni, previo il consenso dei rispettivi *partner*, si impegna alla dismissione delle partecipazioni azionarie detenute nel gasdotto tedesco Tenp e in quello svizzero Transitgas che trasportano il gas proveniente dalle aree di produzione del Nord Europa. Per quanto riguarda il gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, Eni, in virtù della valenza strategica dell'infrastruttura, ha negoziato con la Commissione una soluzione che prevede il trasferimento della relativa partecipazione a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.
La Commissione Europea ha accettato gli impegni presentati da Eni e provvederà ad operare una verifica di mercato (cd *market test*) prima di adottare una decisione ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (CE) n. 1/2003.
Gli *asset* in oggetto sono costituiti dalle partecipazioni nella Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH & Co. KG (TENP) e Transitgas AG nonché le attività e passività, connesse essenzialmente alla commercializzazione della capacità di trasporto, delle società consolidate, Eni Gas Transport Deutschland SpA e Eni Gas Transport International SA.
Tenuto conto dei valori al 31 dicembre 2009, le previste cessioni a fronte di detti impegni riguardano la voce partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per 210 milioni di euro, le attività correnti per 258 milioni di euro, le passività per 98 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro non correnti, e il patrimonio netto di Gruppo per complessivi 160 milioni di euro.

Principali acquisizioni

Distrigas NV

A seguito dell'acquisizione dalla società francese Suez-Tractebel della quota di maggioranza del 57,243%, il 30 ottobre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società belga Distrigas NV. Il 19 marzo 2009 è stata finalizzata l'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 a seguito della procedura di *squeeze-out*. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, ad eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga. L'allocazione del costo complessivo dell'esercizio 2008 di 2.751 milioni di euro, che include oneri accessori di 12 milioni di euro, alle attività e passività della Distrigas NV, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008, è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Eni Hewett Ltd

A seguito del perfezionamento dell'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited, il 28 novembre 2008 è stata acquisita una quota del 52% e l'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, con l'obiettivo di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 224 milioni di euro alle attività e passività della Eni Hewett Ltd effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

First Calgary Petroleums Ltd

A seguito dell'acquisizione della totalità delle azioni ordinarie, il 21 novembre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società canadese First Calgary Petroleums Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'allocazione del costo complessivo di 605 milioni di euro, che include oneri accessori di 5 milioni di euro, alle attività e passività della First Calgary Petroleums Ltd effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Hindustan Oil Exploration Co Ltd (HOEC)

A seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale di HOEC, il 5 agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (HOEC). L'obbligo dell'OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. L'allocazione del costo complessivo di 107 milioni di euro alle attività e passività della HOEC, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Di seguito gli esiti dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto delle acquisizioni effettuate nel 2008:

	Distrigas NV [a]		**Eni Hewett Ltd**		**First Calgary Petroleums Ltd**		**Hindustan Oil Exploration Co Ltd**	
(milioni di euro)	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva
Attività correnti	3.375	3.375	19	20	148	148	115	115
Attività materiali	30	30	118	118	757	855	199	201
Attività immateriali	1.395	1.390	208	217				
Goodwill	1.245	1.248	39	37	88	65		
Partecipazioni	112	112					1	1
Altre attività non correnti	203	203						
Attività acquisite	**6.360**	**6.358**	**384**	**392**	**993**	**1.068**	**315**	**317**
Passività correnti	1.796	1.796	17	22	45	82	37	37
Passività nette per imposte differite	504	502	91	94	108	147	31	33
Fondi per rischi e oneri	80	80	52	52	6	5	3	3
Altre passività non correnti	88	88			229	229	17	17
Passività acquisite	**2.468**	**2.466**	**160**	**168**	**388**	**463**	**88**	**90**
Patrimonio netto di terzi azionisti	1.141	1.141					120	120
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	**2.751**	**2.751**	**224**	**224**	**605**	**605**	**107**	**107**

(a) Non tiene conto della quota di *goodwill* di competenza dei terzi azionisti la cui quota capitale è stata acquisita nel 2009.

28 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		13.139	13.139		9.863	9.863
Imprese controllate non consolidate		151	151		146	146
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.027	1.075	7.102	6.060	1.251	7.311
Altri	8	245	253	5	266	271
	6.035	**14.610**	**20.645**	**6.065**	**11.526**	**17.591**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 9.863 milioni di euro (13.139 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 6.091 milioni di euro (7.004 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 4.936 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (5.965 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (ii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.171 milioni di euro (1.248 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) rischi assicurativi per 253 milioni di euro che Eni ha riassicurato (257 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Nel corso del 2009 sono state estinte le garanzie rilasciate nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA relative alle obbligazioni derivanti dal contratto di *Share Purchase Agreement* sottoscritto con Suez-Tractebel SA per l'acquisizione del 57,24% di Distrigas NV a seguito dell'avvenuta acquisizione (2.739 milioni di euro). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 9.783 milioni di euro (10.202 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 146 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 141 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 64 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.311 milioni di euro (7.102 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.037 milioni di euro (6.001 milioni di euro al 31 dicembre 2008) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 971 milioni di euro (871 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 692 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (716 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 126 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 814 milioni di euro (983 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 271 milioni di euro (253 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle *fee* di rigassificazione. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 206 milioni di euro (223 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 23 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 266 milioni di euro (232 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Impegni	13.382	16.668
Rischi	1.660	1.277
	15.042	**17.945**

Gli impegni di 16.668 milioni di euro (13.382 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano: (i) le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 10.302 milioni di euro (10.585 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in 3.941 milioni di euro ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impegno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2032; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.151 milioni di euro (1.247 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per 5,7 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in 990 milioni di euro (1.222 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 150 milioni di euro (180 milioni di euro al 31 dicembre 2008); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vi) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 110 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di 1.277 milioni di euro (1.660 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 899 milioni di euro (1.273 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 378 milioni di euro (387 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Impegni non quantificabili

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

PREMESSA

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio paese nell'attività *Oil & Gas*; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le *policy* Eni in materia di rischi finanziari.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") nonché per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare la Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (VaR), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di VaR sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VaR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio di prezzo delle *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di VaR per il rischio di prezzi delle *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società Eni. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende con moneta funzionale diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del

modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* Eni è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap, forward, Contracts For Differences* e opzioni su *commodity*) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider* o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2009 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori VaR delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* – approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2008				2009			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	12,31	0,73	4,17	6,54	6,85	1,65	3,35	1,98
Tasso di cambio	1,48	0,09	0,48	0,47	1,22	0,07	0,35	0,31

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* – approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2008				2009			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area *oil*, prodotti	46,48	3,44	19,88	5,43	37,51	4,74	17,65	6,64
Area Gas & Power [a]	67,04	24,38	43,53	32,07	51,62	28,01	40,97	38,26

(a) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in 4 milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* forniti da *info-provider* esterni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio. Il *rating* esterno è anche raffrontato con *rating* interni elaborati da un sistema proprietario. Per quanto attiene il rischio di controparte in contratti di natura finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione

e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2009 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di *risk management* Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi *bond*, riservati sia agli investitori istituzionali, con due emissioni da 1,5 miliardi di euro ciascuna, sia al mercato *retail*, per 2 miliardi di euro. Le *policy* sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.774 milioni di euro, di cui 2.241 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 2.850 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di *Medium Term Notes* in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui 9.211 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2009.

Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine (*outlook negative*) e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 (*outlook negative*) e P-1.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	**21.255**
Passività finanziarie a breve termine	3.545						**3.545**
Passività per strumenti derivati	1.371	517	133	46	14	98	**2.179**
	8.107	**1.859**	**3.793**	**2.013**	**2.501**	**8.706**	**26.979**
Interessi su debiti finanziari	654	570	545	510	426	1.159	**3.864**
Garanzie finanziarie	377						**377**

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Debiti commerciali	10.078			**10.078**
Altri debiti e anticipi	9.096	31	23	**9.150**
	19.174	**31**	**23**	**19.228**

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti *take-or-pay* del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Contratti di *leasing* operativo non annullabili [1]	**886**	**889**	**561**	**470**	**415**	**1.034**	**4.255**
Costi di abbandono e ripristino siti [2]	**79**	**55**	**112**	**161**	**1.640**	**9.280**	**11.327**
Costi relativi a fondi ambientali	**293**	**259**	**257**	**214**	**193**	**687**	**1.903**
Impegni di acquisto [3]	**14.845**	**14.151**	**13.923**	**14.634**	**14.651**	**175.888**	**248.092**
- Gas							
Take-or-pay	13.986	13.365	13.123	13.827	13.838	169.268	**237.407**
Ship-or-pay	546	538	545	559	567	3.658	**6.413**
- Altri impegni di acquisto con clausole *take-or-pay* e *ship-or-pay*	162	154	139	133	131	1.068	**1.787**
- Altri impegni di acquisto [4]	151	94	116	115	115	1.894	**2.485**
Altri impegni	**21**	**4**	**3**	**3**	**3**	**152**	**186**
di cui:							
- Memorandum di intenti Val d'Agri	21	4	3	3	3	152	**186**
	16.124	**15.358**	**14.856**	**15.482**	**16.902**	**187.041**	**265.763**

(1) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte a Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(3) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 52,8 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

Impegni per investimenti

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014 e oltre	Totale
Impegni per *major projects*	4.119	3.793	2.829	1.928	11.357	**24.026**
Impegni per altri investimenti	9.330	5.284	3.467	3.640	7.489	**29.210**
	13.449	**9.077**	**6.296**	**5.568**	**18.846**	**53.236**

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2009 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2009 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio *operation*

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In *habitat* particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione di idrocarburi.

Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/2001).

Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro (D. Lgs. 81/2008) e i successivi aggiornamenti (D. Lgs. 106/2009) hanno introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre, sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida *HSE* finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica; tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione *HSE* in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e proceduralizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone e ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni all'Eni, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione *HSE* che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione *HSE* Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance HSE* secondo un ciclo di miglioramento continuo (*Deming*).
Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. Le realtà industriali e commerciali della Divisione Refining & Marketing sono tutte certificate ISO 14001 e sei siti registrati EMAS, nel settore petrolchimico gli stabilimenti hanno acquisito congiuntamente le certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS. Le centrali di EniPower sono certificate EMAS. Gli altri settori sono prevalentemente certificati ISO14001 e OHSAS 18001.
Il sistema di controllo dei rischi operativi *HSE* è basato sul monitoraggio degli indicatori *HSE* (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e un piano di *audit* secondo un modello su tre livelli (HSOE Corporate, *HSE* di unità di *business* e di sito) così articolato:
- *audit* interne di sistemi di gestione (condotte da personale interno o terzi);
- *audit* di certificazione/mantenimento /rinnovo di sistemi di gestione con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore;
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia *HSE*;
- *audit* specifiche per tematiche mirate (es. *audit* a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).

Eni si è dotata di un modello di Area Professionale *HSE* per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale *HSE* che ha l'obiettivo di:
- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi *HSE*;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- promuovere il *knowledge sharing*.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Rischi e incertezze associati con i trend in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'offerta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli *upgrading* delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di *competitor*. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa *overcapacity*. In tale contesto, i risultati operativi del *business* gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale *driver* della domanda gas – nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve-medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti *target* di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.
Sulla base dei *trend* in atto sul lato domanda, il *management* Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (*compound average growth rate* – tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2% applicato al livello di domanda 2009 che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il *cash flow* del *business* del *marketing* del gas nei prossimi anni.

I trend negativi in atto nella domanda e offerta di gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas sul medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicureranno circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas (escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 20 anni. I contratti prevedono clausole di *take-or-pay* in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "*take-or-pay*" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity – AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto, generalmente compresa in un intervallo 10%–100%), del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi-base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali *ship-or-pay*.

Il *management* ritiene che gli attuali *trend* di mercato di scarsa dinamicità della domanda e offerta abbondante, unitamente alla possibile evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono dei fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dai contratti *take-or-pay*. Nel 2009 Eni ha rilevato debiti verso fornitori a fronte del valore delle quantità di gas relativamente alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle attuali clausole di *take-or-pay*. Nei prossimi tre anni il *management* ritiene che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali per volumi significativi a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di *oversupply* sul mercato nazionale ed europeo, allo stato non prevedibile. Inoltre il meccanismo degli anticipi espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Questa situazione potrebbe comportare il rischio di impatti negativi su margini unitari, risultati operativi e *cash flow*.

Sulla base dei volumi e dei prezzi di vendita del gas previsti dal *management* nel quadriennio di piano ed oltre le quantità relativamente alle quali potrà rendersi dovuto l'anticipo previsto dalle clausole di *take or pay* saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Eni attuerà le necessarie azioni per preservare la redditività e il *cash flow* dell'attività commerciale di gas naturale. Le principali iniziative identificate nei piani aziendali riguarderanno:

- azioni volte a massimizzare i volumi facendo leva sulla presenza contemporanea su più mercati, il *know-how* nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas (che non prevede di avere obbligazioni di *take-or-pay* neanche nei prossimi anni) e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura di lungo termine sulla base del diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Nei primi mesi del 2010 si sono concluse alcune rinegoziazioni con un impatto positivo sia sui risultati dell'esercizio 2009 sia in chiave prospettica, assicurando a Eni una maggiore flessibilità per i propri programmi commerciali;
- nel mercato italiano, azioni di proposizione di formule di *pricing* innovative e di miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al *business*;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del circolante commerciale.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è stata accompagnata anche dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi

delle disposizioni di cui alla delibera 11/07 così come modificata dalla delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG di poteri di regolamentazione, recentemente estesi a tutte le attività della filiera gas ed energia elettrica e in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di approvazione dei relativi codici di accesso. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'AEEG ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con consumi inferiori a 200.000 metri cubi annui. Pertanto le decisioni dell'AEEG in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tema di poteri della AEEG di fissazione delle condizioni economiche di fornitura si è concluso il lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, che ha previsto l'obbligo, a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima.

Nel corso del 2009, infine, con la delibera ARG/gas 64/09, l'AEEG ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e i clienti domestici). Tale meccanismo prevede essenzialmente il trasferimento del prezzo di un paniere di idrocarburi sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali e la presenza di una quota fissa che si attiva solo nel caso in cui gli idrocarburi nei mercati europei raggiungano bassi livelli di prezzo. Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il decreto legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. In particolare l'Autorità ha adottato un sistema di vigilanza fondato su una metodologia di analisi che prevede più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso un indicatore che consente di concentrare l'attività di analisi sui soggetti per i quali si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti *take-or-pay* nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

Oltre agli elementi sopra citati, un'ulteriore fonte di incertezza normativo/regolamentare è rappresentata dalle cosiddette gas *release*, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Nel 2004 Eni ha ceduto – conformemente a quanto concordato con l'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) – un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale ripartiti in quattro anni (2,3 miliardi di metri cubi l'anno nel periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008) con cessione contestuale della capacità di trasporto correlata. Analogamente, nel 2007 Eni si è resa disponibile a vendere a terzi al Punto di Scambio Virtuale, un volume di gas naturale di 4 miliardi di metri cubi in due anni per il periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2009. Per l'anno termico 2009/2010 il D.L. 78/2009 ha imposto ad Eni l'ulteriore obbligo di cedere al Punto di Scambio Virtuale 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali. Nonostante la procedura ad evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi ripetutamente dall'AEEG (da ultimo nella relazione al Parlamento sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale - delibera PAS 3/10), non si può escludere la possibilità di nuove gas *release* a carico di Eni.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Rischi connessi alla ciclicità del settore *oil & gas*

La recessione economica globale e la riduzione dell'attività produttiva che si è verificata a cavallo tra il 2008 e buona parte del 2009 hanno determinato la marcata flessione della domanda di energia con il conseguente impatto negativo sulle quotazioni delle principali *commodity* energetiche. Pur in presenza di deboli fondamentali (domanda reale, livello scorte), i prezzi del petrolio hanno registrato a partire dalla metà del 2009 un'inversione di tendenza sostenuti dalle aspettative di ripresa del ciclo economico e dai tagli OPEC, attestandosi a fine anno in una fascia di prezzo compresa tra i 70-80 dollari barile. La volatilità dei prezzi del petrolio rappresenta una criticità per la sostenibilità dei programmi di investimento delle *oil&gas company*, tenuto conto dei lunghi tempi di realizzazione e del processo di valutazione e realizzazione. La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, che rappresentano la migliore stima del *management* dei fattori fondamentali della domanda e dell'offerta che concorrono a definire il prezzo di equilibrio del petrolio di lungo termine. Questo supporta il conseguimento dei *target* attesi di redditività dei progetti anche in fasi di contrazione del ciclo petrolifero. Per il quadriennio 2010-2013 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 65 dollari barile (termini reali 2013), Eni prevede un programma di investimenti di 52,8 miliardi di euro, di cui 37,7 miliardi (71%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas che evidenzia un incremento non sostanziale (+8%) rispetto alla precedente manovra quadriennale varata nella fase di minimo del ciclo. I principali motivi di incremento dei costi sono: (i) lo sviluppo di nuovi progetti (in particolare in Iraq, Venezuela e progetti *offshore* angolano) che assicureranno il contributo alla crescita produttiva oltre l'orizzonte di piano; (ii) la sostanziale tenuta dei costi di approvvigionamenti di materiali e servizi specialistici per l'industria petrolifera rispetto alle previsioni del piano precedente di un sensibile ridimensionamento, tenuto conto che lo scenario petrolifero ha dimostrato una certa resistenza nel contesto recessivo globale e che le compagnie petrolifere non hanno ridotto gli investimenti in misura apprezzabile.

Altri *trend* di pressione sui costi sono rappresentati dalla crescente incidenza nel portafoglio delle *oil companies*, compresa Eni, di progetti localizzati nell'*offshore* profondo e in aree delocalizzate, lontane dalle infrastrutture di esportazione, spesso in ecosistemi complessi che comportano elevati costi unitari di sviluppo.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza anche per il rimpiazzo delle riserve. Infatti, la variazione del prezzo innesca due fattori contrapposti di revisione delle riserve certe di idrocarburi.

Il primo è dato dalle minori o maggiori riserve iscritte a fronte dei contratti di *production sharing* (PSA) dove a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuisce all'aumentare del prezzo del barile e viceversa. L'altro fattore è rappresentato dalle maggiori o minori riserve iscritte sulle code di produzione che normalmente sono commerciabili a certi livelli di prezzo e non lo sono a livelli di prezzo significativamente più bassi rispetto a quelli utilizzati per la loro valutazione originale.

Per quanto riguarda gli altri settori di *business* Eni, nel settore Gas & Power è prevista per il 2010 una modesta ripresa della domanda europea e nazionale di gas dopo la rilevante flessione del 2009. Il permanere di questa situazione di scarsa dinamicità della domanda unitamente ai progetti di espansione della capacità di importazione realizzati da Eni e da operatori terzi e ai provvedimenti normativi di *gas release* recentemente adottati rappresentano fattori di rischio per i margini commerciali del settore Gas & Power e potranno eventualmente comportare il ritiro di quantità di gas inferiori ai volumi minimi contrattualmente previsti, con la conseguente necessità di corrispondere anticipi ai fornitori da recuperare negli esercizi futuri con l'aumento dei consumi al verificarsi di una ripresa più solida della domanda di gas. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi nell'Andamento Operativo del settore Gas & Power.

I settori Refining & Marketing e Petrolchimica sono particolarmente esposti alla volatilità del ciclo economico considerati i deboli fondamentali delle rispettive industrie di appartenenza caratterizzate da eccesso di capacità, elevata pressione competitiva, basse barriere all'entrata e prodotti commoditizzati. Inoltre questi settori sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio i cui aumenti si trasferiscono solo con un certo ritardo sui prezzi dei prodotti derivati. Pertanto in situazioni di prezzi crescenti della carica petrolifera, i margini dei prodotti petroliferi e petrolchimici sono penalizzati. In chiave previsionale, il

management non ipotizza nel 2010 un rapido rientro dei fattori di debolezza che hanno penalizzato le *performance* operative di questi settori nel 2009. I margini di raffinazione nel 2009 hanno registrato un calo significativo di circa il 50% sul Brent e circa il 60% su di un paniere di greggi leggeri e pesanti, scendendo al di sotto del livello di *break-even*, per effetto: (i) del calo dei prezzi dei prodotti petroliferi in funzione della minore domanda e dell'elevato livello delle scorte, in particolare ha pesato la crisi del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è diminuito in misura drastica; (ii) degli aumenti repentini del costo della carica nei mesi primaverili non guidati da una ripresa dei fondamentali che il settore non è stato in grado di trasferire sui prezzi finali; (iii) del restringimento del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione. Allo stato non è prevedibile un'inversione di tendenza di questi fattori almeno sul breve termine.

Per quanto riguarda il settore petrolchimico Eni, nonostante le azioni intraprese di contenimento dei costi fissi e di consolidamento della struttura industriale funzionale al rafforzamento delle aree di vantaggio competitivo, il ritorno del settore al pareggio operativo è ottenibile solo in presenza di una generale ripresa del ciclo economico che almeno sul breve termine rimane incerta.

Da questo quadro si distingue il settore Ingegneria & Costruzioni che mantiene costanti portafoglio, ordini e redditività, grazie a una presenza articolata in diversi settori di mercato e a un buon posizionamento nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi *asset*, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere per il medio termine un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2008			2009		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura [a]	(374)	(558)		(26)	45	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli [b]	50	2		36	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli [b]	495	19	3	348	13	1
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti [c]	22.446	(254)		20.748	(361)	
- Crediti finanziari [b]	1.908	117		1.637	72	
- Debiti commerciali e altri debiti [d]	20.570	(53)		19.228	(48)	
- Debiti finanziari [b]	20.837	(607)		24.800	(508)	
Attività valutate a *fair value* in applicazione della *fair value option*:						
- Partecipazioni [b]	2.741	241			163	
Passività nette per contratti derivati di copertura [e]	**280**	**1.012**	**964**	**751**	**161**	**(636)**

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per 49 milioni di euro di proventi (oneri per 131 milioni di euro nel 2008) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 4 milioni di euro di oneri (oneri per 427 milioni di euro nel 2008).
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 427 milioni di euro di oneri (oneri per 385 milioni di euro nel 2008) (essenzialmente svalutazioni) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 66 milioni di euro di proventi (proventi per 131 milioni di euro nel 2008) (essenzialmente differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (essenzialmente differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 155 milioni di euro di proventi (proventi per 1.005 milioni di euro nel 2008) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 6 milioni di euro di proventi (proventi per 7 milioni di euro nel 2008) (componente *time value*).

Valori di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al *fair value* nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del *fair value* definita in funzione della significatività degli *input* utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli *input* utilizzati per la valutazione, la gerarchia del *fair value* prevede i seguenti livelli:

a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di *input*, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi).
c) livello 3: *input* non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al *fair value* al 31 dicembre 2009 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita"; (ii) nel livello 2, gli strumenti derivati compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2009 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del *fair value*. Per quanto riguarda gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al *fair value* si rinvia alle note n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita, n. 7 – Altre attività correnti, n. 14 – Altre attività non correnti, n. 19 – Altre passività correnti e n. 24 – Altre passività non correnti.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

ENI SpA

(i) **Subsidenza.** Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna.
All'esito delle rinnovate indagini preliminari la Procura della Repubblica di Ravenna ha presentato richiesta di archiviazione del procedimento penale. Da notizie di stampa risulta che una o più delle parti civili sarebbero intenzionate a proporre opposizione.

(ii) **Presunto danneggiamento – Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione escludendo la sussistenza dei fatti contestati al Direttore e Amministratore pro-tempore della Raffineria. Alcuni coltivatori del comprensorio di Gela, costituitisi parte civile nel procedimento di primo grado, hanno proposto appello avverso la sentenza di assoluzione ai soli fini civili.
Nel corso della prima udienza, tenutasi il 17 dicembre 2009, il Procuratore Generale ha chiesto il rigetto dell'appello proposto dalla sola parte civile ritenendo fondate le motivazioni della sentenza assolutoria di primo grado.
La Corte d'Appello ha rinviato il processo all'udienza del 25 febbraio 2010. In data 25 febbraio 2010, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione. La Corte si è riservata di depositare la motivazione nei prossimi 60 giorni.

(iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Pro-

cura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello avanti alla Corte di Appello di Caltanissetta.

Nel corso della prima udienza la Corte d'Appello ha riaperto l'istruttoria dibattimentale, disponendo una perizia collegiale.

In data 10 dicembre 2009 i periti nominati dalla Corte hanno depositato la propria relazione e gli allegati.

In data 21 gennaio 2010 la Corte d'Appello di Caltanissetta ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati.

(iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. Il procedimento è stato successivamente assegnato a un giudice diverso ed è stata quindi disposta la rinnovazione del dibattimento. Nella fase dibattimentale sono stati escussi sia i testi dell'accusa che della difesa. Inoltre, successivamente, è stato sentito il primo consulente tecnico della difesa. Il processo prosegue per l'esame dell'altro consulente tecnico della difesa.

(v) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo.

La prima udienza dibattimentale, nella quale potranno costituirsi le parti, è fissata per il 26 febbraio 2010. Nel frattempo il Tribunale di Siracusa con l'ordinanza del 5 febbraio 2010 e a seguito dell'eccezione di inammissibilità presentata dalla difesa, ha escluso tutte le parti civili costituite fra cui anche la Presidenza del Consiglio dei Ministri e ha ammesso il solo Ministero dell'Ambiente. Il processo prosegue per l'esame di tre testi del Pubblico Ministero.

(vi) **Falda profonda del sito di Priolo – Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente a oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli (oggi Divisione R&M di Eni SpA) e di Syndial e Polimeri Europa.

Le attività di accertamento tecnico disposte dalla Procura sono terminate il 15 ottobre 2009.

Il 25 febbraio 2010 è stata depositata la relazione di consulenza tecnica.

Secondo tale elaborato i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D. Lgs. 152/2006; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni la difesa degli indagati Syndial, Polimeri Europa e Eni - Divisione R&M presenterà memoria per chiedere l'archiviazione del procedimento.

SYNDIAL SpA

(vii) **Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. All'udienza preliminare del 17 luglio 2009, si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale. Nessuna di queste ha chiesto la citazione del responsabile civile e nessuna ha indicato la quantificazione del danno, riservandosi di quantificarlo in un secondo momento. La difesa dell'imputato ha chiesto termine per l'esame dell'atto di costituzione e per la verifica dei titoli di legittimazione. La difesa di Syndial ha presentato una serie di eccezioni sull'ammissibilità della costituzione delle parti civili; il Giudice, riservatosi sul punto, scioglierà la propria riserva all'udienza prevista il 19 febbraio 2010. A tale udienza il giudice, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardarnti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres; ha invece ammesso la costituzione di parte civile de: il Comune di Porto Torres, la Provincia di Sassari, l'Associazione Ambientalista Anpana ed infine la società F.lli Polese Snc. Il giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA. Il giudizio prosegue per la costituzione dei Responsabili Civili citati.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

SYNDIAL SpA (EX ENICHEM SpA)

(i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Sono in corso trattative tra le parti per la quantificazione del danno ambientale relativo al solo anno 1990; in vista di ciò il giudizio è stato più volte rinviato sino alla prossima udienza del 28 gennaio 2010. Tale udienza è stata ulteriormente rinviata, in pendenza delle trattative fra le parti, al 22 luglio 2010.

(ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato nel dicembre 2002 EniChem SpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia SpA, ora Vinyls Italia SpA), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. L'odierna Vinyls, nel costituirsi in giudizio, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo rimane pertanto sospeso sino all'eventuale riassunzione della causa da parte della Provincia.

(iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone – Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato innanzi al Tribunale civile di Milano Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotone. Il procedimento giudiziale di primo grado attualmente in corso nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario Delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006.

La domanda della Regione Calabria è di ottenere il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 129 milioni di euro per i costi della bonifica (ammontare basato sulla stima dei costi del progetto di bonifica ipotizzato dal Commissario Straordinario) e in circa 800 milioni di euro per altre voci di danno (danno all'ambiente, aumento della spesa sanitaria regionale, danni di immagine) da quantificarsi più precisamente in corso di causa.

La domanda della Presidenza del Consiglio, del Ministero dell'Ambiente e del Commissario Delegato è di ottenere il risarcimento dei costi di bonifica (sul punto la domanda di 129 milioni di euro si sovrappone alla richiesta della Regione) e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio. Nel febbraio 2007 è stata depositata una perizia di parte commissionata ad APAT dal Ministero dell'Ambiente che stimava il valore del danno ambientale risarcibile in 1.920 milioni di euro, comprensivi dei costi di bonifica – esplosi a 1.620 milioni di euro rispetto agli originari 129 milioni di euro – e di una stima di danno ambientale pari a circa 300 milioni di euro. L'ammontare stimato nella perizia di parte, sommato alla pretesa risarcitoria della Regione Calabria, porta al totale di 2.720 milioni di euro.

Syndial ha prodotto nel maggio e nel settembre 2007 relazioni tecniche di parte che, con motivate ragioni, contestano con vigore la perizia commissionata dal Ministero, sia sullo stato di contaminazione dei luoghi, sia sull'attribuibilità della contaminazione a Syndial, sia sui criteri adottati per il calcolo degli oneri di ripristino, erronei, arbitrari e contrari alle norme di buona tecnica.

Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta CTU volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore CTU per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale.

Le conclusioni a cui perviene il collegio dei periti sono sostanzialmente in linea con le posizioni espresse da Syndial sul tema delle modalità con cui effettuare la bonifica, definite sulla base di un'analisi di rischio che porta a porre in essere interventi efficaci e mirati. Il progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato. A giudizio dei periti sono necessari degli interventi non previsti da Syndial, su una delle aree esterne (la c.d. area archeologica), mentre viene esclusa la necessità di procedere al dragaggio dei sedimenti marini. I costi dell'intervento di bonifica sono stimati in linea con le valutazioni fatte da Syndial. La CTU è meno favorevole a Syndial nella parte in cui vengono analizzate le fonti della contaminazione del sito che si ritiene determinata dalla gestione anche recente delle scorie di lavorazione. Il CTU ritiene, in sintesi, che la tecnologia di produzione era una BAT (*best available technology*), ma che il trattamento delle scorie avrebbe potuto essere effettuato in modo più rispettoso per l'ambiente e che i prodotti (c.d. Cubilot) non avevano quelle caratteristiche di stabilità fisico-chimiche che avrebbero impedito il rilascio di contaminanti nel suolo.

Per quanto riguarda la determinazione del danno ambientale diverso dal ripristino, vale la pena di osservare che la perizia APAT prodotta dal Ministero dell'Ambiente calcolava il danno da mancata fruizione del sito sulla base del costo di ripristino, costo che la CTU riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del CTU sull'attribuibilità della contaminazione alla gestione Syndial fossero accettate dal giudice, la società potrebbe essere chiamata a rispondere, quantomeno in parte e qualora ne venga accertata la sussistenza, di danni ambientali diversi dalla fruizione dei beni (danni alla collettività, incremento della spesa sanitaria regionale).

In data 14 novembre 2009, Syndial ha depositato le osservazioni alla CTU, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai CTU e dimostrando, dall'altra, come la contaminazione del sito sia da attribuire prevalentemente alla gestione pregressa di altri operatori – fino agli anni 70 – dei residui di lavorazione.

In data 11 novembre 2009, anche la Regione Calabria ha depositato le proprie osservazioni alla CTU, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai CTU.

L'udienza per l'esame della perizia e delle osservazioni delle parti, inizialmente fissata per il 13 gennaio 2010, è stata rinviata al 13 aprile 2010, perché nel frattempo assegnata ad altro giudice.

Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2007 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica e il 5 dicembre 2008 ha presentato un nuovo progetto di bonifica per il ripristino delle aree. In riferimento all'iter di approvazione di tale progetto, oltre alla rimozione delle discariche fronte mare e la loro riallocazione in altra area (oggetto di precedente parziale approvazione da parte della Conferenza dei Servizi e subordinata all'ottenimento del giudizio di compatibilità ambientale da parte della Regione Calabria), la Conferenza dei Servizi decisoria del 23 luglio 2009 ha ritenuto approvabili anche la realizzazione della barriera idraulica e del relativo impianto di trattamento delle acque di falda (a condizione che, nel caso in cui il monitoraggio successivo ne dimostri l'efficacia, Syndial progetti e realizzi la barriera fisica fronte mare) e l'avvio del primo lotto di interventi sui suoli tramite tecnologie in situ, a condizione che siano asportati tutti i rifiuti presenti sulle aree, individuati sulla base di apposito sopralluogo.

In un primo momento il fondo per rischi e oneri ambientali del bilancio di Syndial SpA accoglieva uno stanziamento di 103 milioni di euro a fronte dei prevedibili oneri dell'originario progetto di bonifica, non ritenendo la società di aver alcuna responsabilità per il danno ambientale in considerazione del limitato periodo di gestione delle attività industriali e delle responsabilità assunte dal Commissario Delegato per non aver di fatto svolto alcuna attività nel periodo di gestione della bonifica.

Successivamente, a fronte del nuovo progetto di bonifica, il fondo rischi ambientali è stato integrato di 154 milioni di euro per un totale di 257 milioni di euro. Non si è ritenuto di stanziare l'intero onere stimato del progetto di bonifica (300 milioni di euro) in considerazione della sua approvazione solo parziale.

Per completezza si segnala che era stata avviata nel 2003 dal Commissario Delegato e dalla Regione Calabria una prima azione di richiesta di risarcimento del danno, azione nella quale era intervenuta anche la Provincia di Crotone. Nel maggio 2007 il tribunale di Milano ha accolto l'eccezione formulata da Syndial sulla nullità della procura a margine dell'atto di citazione e respinto le domande di risarcimento. Pende l'appello avverso tale decisione. Le domande formulate in questa prima causa, sono, nella loro sostanza, assorbite da quelle formulate nei due successivi giudizi.

(iv) Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente. Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la

quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008.

Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva della esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte d'Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte di Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, D.L. 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, D.L. 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza.

Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al Tar Piemonte e che riguarda l'impugnazione del decreto ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore, il Tar Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal Tar Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale e il relativo decreto approvativo ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica.

Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte d'Appello di Torino.

(v) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa 139 milioni di euro e dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa 80 milioni di euro, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa 16 milioni di euro. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e dal Ministero dell'Ambiente. Nel giugno 2008 il Comune di Carrara e il Ministero dell'Ambiente hanno notificato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, ribadendo le richieste avanzate in primo grado, richiedendo complessivamente a tutti i convenuti un risarcimento pari a circa 189,8 milioni di euro. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste dell'attore. Il giudizio è proseguito senza integrazione dell'istruttoria rispetto a quella già svolta in primo grado. La causa è stata rinviata a luglio 2010 per la precisazione delle conclusioni.

(vi) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa e Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti

del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania con sentenza n. 1254/2007, ha annullato nel merito le suddette prescrizioni. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, per l'annullamento della sentenza, formulando anche istanza cautelare di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato.

La domanda di sospensione formulata dagli appellanti è stata accolta dal CGA. Le prescrizioni oggetto di tale pronuncia sono state reiterate dal Ministero dell'Ambiente con ulteriori provvedimenti che le società hanno provveduto ad impugnare e i cui effetti sono stati nuovamente oggetto di sospensione cautelare da parte del TAR Catania.

Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania n. 200/08 che accoglie anche gli ulteriori ricorsi, aventi a oggetto analoghe prescrizioni. Nel giugno 2008 anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza tuttavia istanza di sospensiva.

L'udienza per la discussione di entrambi gli appelli pendenti avanti il CGA, in origine fissata all'11 dicembre 2008, è stata poi rinviata *sine die* per la pendenza delle questioni pregiudiziali dinanzi alla Corte di Giustizia della Comunità Europea (v. *infra*).

Inoltre, nell'aprile 2008, le Società hanno impugnato anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 20 dicembre 2007, per la parte in cui l'Amministrazione ha mostrato di voler proseguire nelle opere di bonifica dei sedimenti della Rada di Augusta con la realizzazione di ulteriori interventi. In tale procedimento il TAR Catania ha disposto una CTU, depositata in data 20 febbraio 2009, che è favorevole alle ragioni delle società ricorrenti. Il giudizio prosegue.

Nel maggio 2008, le società hanno inoltre impugnato avanti il TAR Catania, con istanza di sospensione cautelare, anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta di integrazione del progetto definitivo di bonifica della falda con opere di marginamento fisico, nonché "nuovi criteri" cui l'Amministrazione ha condizionato la restituzione di aree agli usi legittimi.

Nell'ambito di tale ultimo procedimento, su richiesta delle società ricorrenti, il TAR Catania ha rimesso alla Corte di Giustizia della Comunità Europea alcune questioni interpretative della normativa comunitaria, pregiudiziali alla decisione dei ricorsi, quali i principi del "chi inquina paga", di proporzionalità, buon andamento e ragionevolezza con riferimento alla riparazione del danno ambientale. Si era in attesa della sentenza della Corte di Giustizia della Comunità Europea: tale pronuncia è stata emessa il 9 marzo 2010 ed è tendenzialmente favorevole agli interessi delle tre Società, precisando tra l'altro che nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" resta centrale l'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento.

Si segnala inoltre che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero.

Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma della estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.

ENI SpA

(vii) **Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debitrici, e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite e la causa è stata rinviata all'udienza del 5 maggio 2010 per l'istruttoria. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

SYNDIAL SpA (EX ENICHEM SpA)

(i) **Serfactoring SpA: cessione crediti.** Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA. La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA e Terni Industrie Chimiche SpA (oggi entrambe Syndial SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Ser-

factoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi, pretendendo quindi la restituzione di quanto già pagato a Serfactoring e non corrisposto ad Agrifactoring da Federconsorzi. L'odierna Syndial e Serfactoring, quest'ultima in via riconvenzionale, hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004. La domanda di Agrifactoring – ridotta in sede di CTU all'importo, per sorte capitale, di 42,3 milioni di euro circa – è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Syndial, da determinare nel proseguimento del giudizio. È stato proposto appello da Agrifactoring e nel giugno 2008 la causa è stata decisa con sentenza parziale che, riformando la sentenza di primo grado, ha accolto le domande proposte da Agrifactoring, condannando Serfactoring a restituire a Agrifactoring quanto da quest'ultima pagato alla prima e non rimborsato da Federconsorzi. La Corte, ha disposto il rinnovo della CTU contabile, al fine, preliminarmente, di accertare l'importo complessivo corrisposto da Agrifactoring a Serfactoring e l'importo complessivo corrisposto da Federconsorzi ad Agrifactoring e quindi di determinare il quantum da restituirsi a Agrifactoring; la causa proseguirà con l'esame della CTU contabile. Serfactoring e Syndial (in via cautelativa, avendo già formulato riserva di gravame) hanno proposto ricorso per Cassazione avverso la suddetta sentenza parziale del 2008 della Corte d'Appello di Roma. Agrifactoring ha a sua volta presentato controricorso, chiedendo la dichiarazione di inammissibilità o il rigetto del ricorso. Si attende la fissazione dell'udienza di discussione. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

SAIPEM SpA

(ii) **CEPAV Uno e CEPAV Due.** Saipem partecipa ai consorzi Cepav Uno (Saipem 50,36%) e Cepav Due (Saipem 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione). Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un addendum al contratto tra il consorzio Cepav Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Il consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 27 dicembre 2011. Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio Cepav Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera, sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "legge obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato, avviato il 28 dicembre 2000, intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. La perizia, volta alla loro determinazione è stata depositata il 19 ottobre 2009. Il giudizio si è concluso in data 23 febbraio 2010 con il deposito del lodo, che ha condannato TAV a corrispondere al consorzio Cepav Due la somma di euro 44.176.787 oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato TAV al pagamento di ulteriori euro 1.115.000 oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo. TAV ha proposto ricorso avanti la Corte di appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007 e l'udienza di precisazione delle conclusioni è prevista per il 28 gennaio 2011.
Nel febbraio 2007 il consorzio Cepav Due ha notificato a TAV una seconda domanda di arbitrato in seguito all'entrata in vigore del decreto legge n. 7 del 31 dicembre 2007 che aveva revocato, tra l'altro, la concessione rilasciata a suo tempo dall'ente Ferrovia dello Stato a TAV SpA, per la realizzazione della tratta ferroviaria alta velocità Milano-Verona. Gli effetti della revoca si estendevano anche alla convenzione che Cepav Due aveva stipulato con TAV SpA nel 1991. L'art. 12 del decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con legge 133/2008, ha poi disposto la "abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e pertanto la convenzione stipulata da Cepav Due con TAV SpA nel 1991 prosegue senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il secondo giudizio arbitrale è comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal Consorzio anche in data antecedente la revoca della concessione e si è in attesa che il collegio arbitrale disponga la Consulenza Tecnica d'Ufficio volta alla loro quantificazione. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 31 dicembre 2010.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e di altre autorità regolamentari

3.1 Antitrust

ENI SpA

(i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

(ii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nell'ambito delle iniziative avviate dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, nel maggio 2006 era stata notificata a Eni la decisione della Commissione che ingiungeva a Eni e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi a un accertamento ispettivo ai sensi dell'art. 20, par. 4, del regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti a ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto del gas naturale. Analoghe iniziative erano state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio. Il 9 marzo 2009, Eni ha ricevuto dalla Commissione Europea una comunicazione degli addebiti concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo al presunto ingiustificato rifiuto di accesso alle infrastrutture di trasporto TAG (Austria) e TENP/Transitgas (Germania/Svizzera), interconnesse al sistema italiano di trasporto, attraverso pratiche "di accaparramento di capacità, degrado della capacità e limitazione strategica dell'investimento", con l'effetto di "impedire lo sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato a valle e [...] causare un danno per i consumatori". La Commissione Europea, nella comunicazione di cui trattasi, prospetta la possibile imposizione di rimedi strutturali e di un'ammenda che, ove irrogata, potrebbe essere significativa. Eni, dopo aver completato la verifica dell'impianto accusatorio della comunicazione degli addebiti, sotto il duplice profilo della veridicità dei fatti contestati e della loro effettiva configurabilità come violazioni della normativa sulla concorrenza, ha provveduto a depositare le proprie difese scritte e, in data 27 novembre 2009, le ha illustrate oralmente nell'audizione innanzi ai rappresentanti della Commisione. In data 4 febbraio 2010 Eni, pur ribadendo l'assoluta legittimità del proprio operato, ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per determinare la chiusura – senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni – della procedura. In particolare, Eni si impegna alla dismissione delle partecipazioni da essa stessa detenute nelle società concernenti il gasdotto tedesco Tenp, quello svizzero Transitgas e quello austriaco TAG. Con riferimento a quest'ultimo, in virtù della valenza strategica dello stesso, si prevede che il trasferimento della relativa partecipazione debba avvenire nei confronti di un soggetto controllato dallo Stato italiano. La Commissione Europea ha annunciato che intende sottoporli ad un *market test*. Ad esito del *market test* la Commissione potrà adottare una decisione ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (CE) n. 1/2003, rendendo obbligatori gli impegni ed escludendo così l'irrogazione di qualsiasi sanzione. Qualora, ad esito del *market test*, la Commissione decidesse di non ritenere accettabili gli impegni proposti da Eni o qualora quest'ultima, per qualsiasi ragione, decidesse di ritirarli, il procedimento *antitrust* ordinario riprenderebbe il suo corso e in questa eventualità non si può escludere che lo stesso si concluda con un provvedimento di condanna con sanzione ed eventuali rimedi strutturali nel corso del 2010. Avverso il provvedimento di condanna della Commissione sarebbe in ogni caso esperibile ricorso ai Giudici Comunitari.

(iii) **TTPC.** Nell'aprile 2006 Eni ha presentato ricorso avanti il Tribunale Amministrativo per il Lazio avverso il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato aveva deliberato che la condotta posta in essere da Eni nel 2003 con riguardo all'esecuzione del piano di potenziamento del gasdotto TTPC di importazione del gas

naturale dall'Algeria costituiva abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure pro-concorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni annullando la quantificazione della sanzione, riconoscendo la non adeguata ponderazione da parte dell'AGCM delle circostanze addotte da Eni. Contro la sentenza del TAR hanno presentato autonomo ricorso al Consiglio di Stato sia l'AGCM che Eni e TTPC.

(iv) **Accertamenti dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel settore della vendita e distribuzione del gas in Italia.** In data 7 maggio 2009, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, alla luce di segnalazioni inviate dalla società Sorgenia, ha avviato un'istruttoria nei confronti di una serie di operatori integrati nella vendita e distribuzione di gas in Italia, tra i quali Eni e Italgas, nella quale ipotizza un asserito abuso di posizione dominante costituito da comportamenti diretti a ostacolare la fase di cambio del fornitore da parte dei clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc. Ciò avrebbe permesso alle società di vendita dei gruppi integrati di preservare le proprie quote di mercato nelle aree in cui operano i distributori del gruppo.
Il termine per la conclusione del procedimento istruttorio nei confronti di Eni e di Italgas è attualmente fissato al 30 giugno 2010.

ENI SpA POLIMERI EUROPA SpA E SYNDIAL SpA

(v) **Contenzioso antitrust nel settore degli elastomeri – Ente procedente: Commissione Europea.** Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri. Attualmente risulta ancora pendente, innanzi alla Commissione Europea, una sola indagine riguardante il prodotto NBR. In relazione alla procedura sul CR per presunte infrazioni commesse dal 1993 al 2002 nell'EEA, la Commissione Europea nel dicembre 2007 ha archiviato la posizione di Syndial e ha contemporaneamente inflitto una ammenda pari a 132,16 milioni di euro in solido a Eni e Polimeri. Le Società hanno presentato ricorso presso il Tribunale di Prima Istanza Ue avverso tale decisione e hanno provveduto al pagamento dell'ammenda nel marzo 2008. Per quanto riguarda gli altri prodotti (BR/SBR), la Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa *antitrust* e ha comminato un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido. Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima istanza Ue. Le udienze per la trattazione orale della causa si sono tenute nell'ottobre 2009 e allo stato si è in attesa del disposto delle relative sentenze. In attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa aveva fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. A fronte della decisione da ultimo menzionata della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano; la relativa udienza di trattazione è stata fissata a maggio 2010. Sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

(i) **Toscana Energia Clienti SpA**
La Toscana Energia Clienti ha citato la Diddi Srl avanti al Tribunale di Lucca in merito all'interpretazione della Delibera AEEG 229/01, riguardo le presunte mancate letture, per inaccessibilità del contatore, riferito a consumi superiori a 5.000 mc/anno. La controparte costituendosi in giudizio ha proposto azione riconvenzionale. All'udienza del 12 novembre 2008 il giudice ha emesso sentenza accogliendo quanto sostenuto dalla società e limitando l'indennizzo dovuto alla controparte in soli 1.475 euro oltre a 90 euro di interessi. La somma è già stata pagata alla controparte che nel dicembre 2009 ha notificato l'atto di appello.

(ii) **Distribuidora De Gas Cuyana SA**
Procedimento di infrazione avviato dall'Ente Nazionale di regolamentazione del settore del gas in Argentina. L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni *standard* ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso.

La società impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva.

In data 28 aprile 2006 la società ha presentato formalmente istanza di acquisizione documentale nei confronti di Enargas al fine di prendere conoscenza dei documenti sulla cui base viene contestata la presunta infrazione.

(iii) **Istruttoria dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sull'applicazione della disciplina in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione.** Con sentenza VIS 93/09 del 25 settembre 2009 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha avviato istruttorie formali nei confronti di 5 imprese di vendita di energia elettrica, tra cui Eni, per accertare l'eventuale violazione delle disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione di cui alle delibere 152/06, 156/07 e 272/07 e irrogare eventuali sanzioni amministrative pecuniarie. Il termine di durata dell'istruttoria è fissato in 120 giorni a decorrere dalla data di comunicazione del provvedimento agli interessati.

4. Contenziosi fiscali

ITALIA - ENI SpA

(i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico.** Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico prospiciente il territorio comunale per un ammontare di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni ed interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione Tributaria Regionale che con sentenza del gennaio 2003 ha respinto l'appello confermando la sentenza di primo grado. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, ed ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo con sentenza del 19 gennaio 2009 depositata il 14 dicembre 2009.

Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. Il giudizio prosegue in appello presso la Commissione Tributaria di grado superiore.

Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Tortoreto, Falconara Marittima, Pedaso e, nel 2009, Gela. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 7,5 milioni di euro. La Società ha presentato ricorso contro tutti gli avvisi di accertamento.

ESTERO - AGIP KARACHAGANAK BV

(ii) **Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.** Nel luglio 2004 le competenti autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003.

Entrambe le società avevano presentato ricorso avverso gli avvisi di accertamento ed un accordo preliminare sulla modifica dell'avviso tramite autotutela era stato raggiunto in data 18 novembre 2004. L'avviso di accertamento è stato emesso ora in via definitiva con riscossione coattiva dell'importo. L'importo definitivo accertato, comprensivo di interessi e sovrattasse ammonta a US$ 39 milioni in quota Eni. Le società contestano gli importi dell'avviso e si riservano il diritto di proseguire il contenzioso con le autorità kazakhe tramite procedura arbitrale internazionale.

Nell'ottobre 2009, le competenti autorità kazakhe hanno condotto una verifica fiscale generale delle *branch* kazakhe di Agip Karachaganak BV e di Karachaganak Petroleum Operating BV, relativamente al periodo d'imposta dal 2004 al 2007. Nel dicembre 2009 le autorità fiscali hanno emesso avviso di accertamento per il periodo di imposta 2004, ma non hanno ancora proceduto ad alcuna notifica per gli anni successivi. La verifica del 2004 ha generato richieste per US$ 21,6 milioni a titolo di

imposta sul reddito e ritenute alla fonte per US$ 0,3 milioni. Tali ammontari sono oggetto di disputa e le società hanno presentato ricorso. Inoltre nel corso del 2009, a fronte di *audit* relativi agli anni 2003-2006, le autorità kazakhe hanno contestato la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice Karachaganak Petroleum Operating BV. Sono in corso negoziazioni ai fini di una composizione della disputa.

(iii) **Contenzioso fiscale Eni Angola Production BV.** Nei primi mesi del 2009 il Ministero delle Finanze angolano, a seguito di una verifica fiscale iniziata a fine 2007, ha emesso avvisi di accertamento per gli anni 2002-2007 con i quali ha contestato a Eni Angola Production BV quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della *Petroleum Income Tax*. La società ha presentato ricorso avverso tale provvedimento presso la Corte Provinciale di Luanda per tutti gli anni in contestazione. In primo grado, i giudici del tribunale di Luanda hanno dichiarato la propria incompetenza ed è attualmente in corso il giudizio presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

5. Indagini della Magistratura

(i) **EniPower.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. A EniPower (committente) e alla SnamProgetti (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e SnamProgetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni.
Eni, nell'ambito di una Linea Guida di fermezza e trasparenza, ha assunto le deliberazioni necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.
Nel frattempo è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e SnamProgetti non sono indicate tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di SnamProgetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e SnamProgetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento, a esclusione di Romeo Franco Musazzi e ABB Instrumentation SpA per intervenuta prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010 è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D. Lgs 231/2001. Il processo è stato rinviato all'udienza del 13 aprile 2010 al fine di permettere la citazione dei responsabili civili delle ulteriori società coinvolte.

(ii) **Trading.** Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il giudice per le indagini preliminari ha rigettato in buona parte la richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero. Alla luce del provvedimento del GIP, la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni, in qualità di persona offesa, il decreto di citazione diretta a giudizio nei confronti dei suoi due ex dirigenti, per l'imputazione di truffa aggravata dall'aver procurato alla persona offesa un danno patrimoniale di rilevante entità con abuso delle relazioni d'ufficio e di prestazione d'opera. La prima udienza fissata per il 27 gennaio 2010 è stata rinviata al 30 marzo 2010 a causa dell'astensione dalle udienze deliberata dall'Unione delle Camere Penali Italiane.

(iii) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi.** SnamProgetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Halliburton/ Kbr, Technip e JGC. Il consorzio TSKJ a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. SnamProgetti SpA, la società controllante di SnamProgetti Netherlands BV, è stata una diretta control-

lata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di SnamProgetti a Saipem; SnamProgetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di SnamProgetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La US Securities and Exchange Commission (SEC), lo US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, stanno indagando su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: sin dal giugno del 2004, Eni e Saipem/SnamProgetti hanno risposto volontariamente alle richieste di informazioni (da parte della SEC e del DoJ) in relazione alle indagini in corso. Nel febbraio 2009, KBR e la precedente società controllante, Halliburton, hanno reso noto di avere concluso un accordo con SEC e DoJ in riferimento alla vicenda TSKJ e ad altre vicende non specificate. KBR/Halliburton si è dichiarata colpevole con riferimento alle accuse di violazione del Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) per condotte derivanti dalla loro partecipazione alla TSKJ e concordato di pagare una sanzione di 402 milioni di dollari nonché una transazione civile con SEC per 177 milioni di dollari. La vicenda TSKJ, tenuto conto anche degli accordi stipulati tra KBR, DoJ e SEC, potrebbe comportare (a parte azioni nei confronti delle persone fisiche coinvolte) anche responsabilità a carico degli altri consorziati; la legislazione statunitense prevede, in caso di accertate condotte illecite, l'applicazione (i) di sanzioni pecuniarie che potrebbero essere molto significative, e (congiuntamente o meno) (ii) di misure correttive, quali, a titolo esemplificativo, la sottoposizione delle società a una procedura di "monitoraggio" per le attività di progetti futuri e/o per la verifica e implementazione di sistemi di controllo interni più efficienti, il *debarment* ossia l'esclusione, in tutto o in parte, da progetti futuri o l'interruzione di quelli eventualmente in corso con il governo/autorità statunitensi, etc.

Attraverso un comunicato stampa del 12 febbraio 2010, la società francese Technip ha annunciato che, a valle di un intensificarsi di contatti con le autorità americane nelle ultime settimane, ha deciso di eseguire uno stanziamento di 245 milioni di euro in relazione a una possibile transazione con tali autorità. La decisione sarebbe stata assunta alla luce delle discussioni con il DoJ e la SEC che permetterebbero a Technip di ipotizzare una chiusura complessiva della vertenza.

Per quanto riguarda SnamProgetti ed Eni, si sono recentemente intensificati i contatti con le Autorità statunitensi. Allo stato delle discussioni è ipotizzabile una chiusura transattiva complessiva con le autorità statunitensi, in linea con quanto annunciato da Technip. Di conseguenza si è ritenuto di effettuare uno stanziamento di 250 milioni di euro in particolare a fronte degli obblighi contrattuali di indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di SnamProgetti SpA. Continuano le discussioni con le Autorità.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato sin dal 2004 indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. In data 17 luglio 2009, data di trasmissione di un decreto di perquisizione e sequestro notificato a Saipem/SnamProgetti, la società ha avuto notizia che la Procura della Repubblica di Milano ha sottoposto a indagine più persone delle quali almeno un ex dirigente di SnamProgetti; in precedenza, non risultavano – per quanto noto alla società – persone sottoposte a indagine. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società. In caso di condanna ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, oltre alle sanzioni amministrative, è applicabile la confisca del profitto del reato. In fase di indagini preliminari, sono possibili il sequestro preventivo di tale profitto e misure cautelari.

In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem SpA (in quanto incorporante di SnamProgetti SpA) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 nel quale Eni SpA e Saipem SpA sono sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di SnamProgetti SpA.

Nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate. La convocazione da parte del GIP per l'udienza succitata consente a Eni e Saipem di far valere le loro difese prima della decisione sull'eventuale applicazione della misura cautelare richiesta dalla Procura.

Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura ha ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura rileva l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

In linea di fatto va rilevato che già al tempo degli eventi in esame la società adottava un codice di comportamento e procedure

aziendali specifiche, prendendo a riferimento le *best practice* dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

Sin dal 23 aprile 2009 il Consiglio di Amministrazione della società, a fronte delle indagini relative alla vicenda TSKJ, ha tempestivamente richiamato l'opportunità di verificare le procedure aziendali in tema di anti-corruzione, al fine di apportare le correzioni eventualmente necessarie, e di continuare a cooperare con le autorità competenti per l'accertamento dei fatti, nonché deliberato di promuovere tutti i rimedi legali a disposizione per la tutela degli interessi e dell'immagine della società, in caso di accertamento di responsabilità di dipendenti o collaboratori.

La camera di consiglio del 22 settembre 2009 è stata rinviata all'udienza del 21 ottobre 2009, all'esito della quale il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem.

La Procura della Repubblica di Milano ha presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. L'udienza per la discussione dell'appello, inizialmente fissata per il 20 gennaio 2010, è stata anticipata, con provvedimento ricevuto dalla difesa in data 12 gennaio 2010, all'udienza del 19 gennaio 2010 all'esito della quale il Giudice del Riesame ha ritenuto infondato nel merito l'appello della Procura confermando l'impugnata ordinanza del GIP.

In data 19 febbraio 2010 la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, chiedendo l'annullamento della predetta ordinanza del Giudice del Riesame.

Parallelamente la Procura di Milano, in data 11 febbraio 2010, ha notificato a Eni richiesta di consegna, ai sensi dell'art. 248 cpp, di documentazione e informazioni relative alle società partecipate da Eni SpA e da Saipem SpA (ex SnamProgetti SpA) coinvolte nel progetto Bonny Island.

(iv) Misurazione del gas. Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni SpA e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque *top manager* del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise, alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il gruppo Eni: Eni SpA, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze).

In data 26 novembre 2009 è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415 bis cpp nel quale risultano sottoposti a indagine n. 14 dipendenti o ex dipendenti di Eni SpA e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardano in larga parte (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità.

Da notizie stampa diffuse in data 9 marzo 2010 risulta che la Procura della Repubblica di Milano abbia richiesto il rinvio a giudizio dei dipendenti ed ex dipendenti indagati.

In data 23 febbraio 2010, è stata notificata una richiesta di esibizione di documenti concernente le modalità di costituzione, definizione, aggiornamento e attuazione del Modello 231 di Eni per gli anni dal 2003 al 2008. Analoga richiesta è stata notificata alla Snam Rete Gas e ad Italgas.

Le società del Gruppo stanno cooperando con le autorità competenti in relazione alla predetta indagine.

(v) Agip KCO NV. Nel novembre 2007 il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato alla società Agip KCO NV l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito alla assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH.

(vi) Kazakhstan. In data 1 ottobre 2009, è pervenuta dalla Procura della repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento, emesso nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti, è richiesta all'Eni SpA la trasmissione – con riferimento a "*ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati*" – di "*rapporti di audit e ogni altra documentazione in Vostro possesso concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a: 1. Impianto di Karachaganak; 2. progetto Kashagan.*" Il reato di "*corruzione internazionale*" menzionato nella Richiesta di consegna, è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e in più fasi successive Eni ha proceduto al deposito della documentazione fino a quel momento raccolta, riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

6. Contenziosi conclusi

(i) **Istruttorie dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sull'applicazione del coefficiente di correzione dei volumi "K".** Nel maggio 2009 l'Autorità Garante per l'Energia Elettrica e il Gas, a seguito degli elementi acquisiti nel corso di ispezioni e con successive richieste di informazioni, ha inviato a Eni la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie nella quale si contesta la non corretta applicazione del coefficiente di misura K per la contabilizzazione del gas naturale, su alcuni punti di riconsegna serviti da Eni. Eni ha presentato le proprie controdeduzioni in apposita memoria, contestando quanto sostenuto dall'Autorità. Sulla base di una valutazione comparativa delle sanzioni comminate a esito di analoghe istruttorie avviate nei confronti di altre società, è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi.
Con la delibera VIS 94/2009 del 5 ottobre 2009 l'Autorità, in parziale accoglimento dei rilievi di Eni, ha riconosciuto che l'obbligo per l'impresa di vendita di applicare il coefficiente K determinato dal distributore non decorre dall'anno 2001, come inizialmente pareva sostenere l'Autorità stessa, ma a partire dal 2004. Tale riconoscimento ha determinato l'esclusione della violazione in un caso nonché la riduzione della gravità e della durata della violazione medesima per tutti gli altri casi. È stata pertanto comminata a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 1.023.000,00 che trova copertura nel relativo fondo rischi. Eni, pur ritenendo di poter contestare fondatamente gli assunti dell'Autorità dinanzi al TAR, nell'ambito del ricorso proposto nel dicembre 2009, ha comunque provveduto al pagamento della sanzione.

(ii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l'eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Nell'ottobre 2008, la Commissione Europea ha adottato la decisione finale relativa al procedimento di applicazione dell'art. 81 CE nel mercato delle cere di paraffina, con la quale ha condannato Eni al pagamento di una sanzione pari a euro 29.120.000. Eni ha effettuato il pagamento della sanzione che trovava copertura nel fondo rischi accantonato, provvedendo tuttavia a presentare ricorso avverso la decisione di condanna.

(iii) **Contenzioso penale - Enipower SpA - Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L'Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca sono stati rinviati a giudizio. All'udienza del 6 aprile 2009 il Giudice ha pronunciato sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle *royalties* e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei *Production Sharing Agreement* e nei contratti di *service* e *buy-back* il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (*cost oil*) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (*profit oil*). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità previsti dalle norme applicabili e che dimostrano di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di Legge. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Il Decreto legislativo n. 164/2000 prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e

lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali *royalties* fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimuovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nella precedente sezione "Rischi di Impresa – Rischio *operation*". In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto.

Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera n. 20/2008 dal Comitato nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012.

A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 126,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,1 per il 2010, 25,0 per il 2011, 24,7 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 8,6 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012.

Nell'esercizio 2009 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 24,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,9 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 1,1 milioni di tonnellate.

A tale surplus si aggiungono circa 0,3 milioni di permessi di emissione – in entrata nelle disponibilità Eni – dal contratto di Virtual Power Plan GDF Suez Energia Italia, prioritariamente destinati alla copertura delle centrali di EniPower. Il surplus complessivo, pertanto, risulta pari a circa 1,4 milioni di tonnellate.

29 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	87.051	107.777	83.519
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	153	305	(292)
	87.204	**108.082**	**83.227**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Accise	13.292	13.142	12.122
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.728	2.694	1.680
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	1.554	2.081	2.435
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.480	1.700	1.531
Vendite in conto permuta di altri beni	121	83	55
	19.175	**19.700**	**17.823**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi
Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	66	48	306
Locazioni e affitti di azienda	95	98	100
Indennizzi	87	15	54
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	181	23	31
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni *overlifting* e *underlifting*	79	180	148
Altri proventi (*)	325	364	479
	833	**728**	**1.118**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 306 milioni di euro riguardano per 283 milioni di euro *asset* del settore Exploration & Production.

30 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	44.850	58.662	40.311
Costi per servizi	10.828	13.355	13.520
Costi per godimento di beni di terzi	2.276	2.558	2.567
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	573	884	1.055
Altri oneri	1.101	1.660	1.527
	59.628	**77.119**	**58.980**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(1.357)	(680)	(576)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(138)	(89)	(53)
	58.133	**76.350**	**58.351**

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 79 milioni di euro (37 e 155 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).
I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 207 milioni di euro (189 e 216 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 1.220 milioni di euro (1.081 e 957 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 641 milioni di euro (772 e 871 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di *leasing* operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Pagabili entro:			
1 anno	588	618	886
da 2 a 5 anni	1.401	2.585	2.335
oltre 5 anni	942	1.084	1.034
	2.931	**4.287**	**4.255**

I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri, al netto degli utilizzi per esuberanza di 1.055 milioni di euro (573 e 884 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008), riguardano in particolare il fondo rischi per contenziosi per 333 milioni di euro (79 e 55 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) e il fondo rischi ambientali per 258 milioni di euro (327 e 360 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Salari e stipendi	2.906	3.204	3.330
Oneri sociali	690	694	706
Oneri per benefici ai dipendenti	161	107	137
Altri costi	275	282	342
	4.032	**4.287**	**4.515**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(184)	(235)	(280)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(48)	(48)	(54)
	3.800	**4.004**	**4.181**

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2007	2008	2009
Dirigenti	1.594	1.621	1.653
Quadri	11.816	12.597	13.255
Impiegati	35.725	36.766	37.207
Operai	25.582	26.387	26.533
	74.717	**77.371**	**78.648**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK OPTION

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di *stock option* ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. Seguono le informazioni sull'attività residua dei piani relativi agli esercizi passati.

Al 31 dicembre 2009 sono in essere n. 19.482.330 opzioni per l'acquisto di n. 19.482.330 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2009	**Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate** (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	229.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,512
Assegnazione 2006	3.018.155	23,119
Assegnazione 2007	5.144.050	27,451
Assegnazione 2008	7.040.125	22,540
	19.482.330	

Al 31 dicembre 2009 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2002, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2003, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 4 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il Piano di *stock option* più recente 2006-2008 prevede, a differenza dei precedenti, una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determina il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return (TSR)* del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione (*"strike price"*).

L'evoluzione dei piani di *stock option* nel 2009 è costituita dal *carry-over* dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2007			**2008**			**2009**		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato[a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato[a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato[a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**
Nuovi diritti assegnati	6.128.500	27,451	27,447	7.415.000	22,540	22,538			
Diritti esercitati nel periodo	(3.028.200)	16,906	25,338	(582.100)	17,054	24,328	(2.000)	13,743	16,207
Diritti decaduti nel periodo	(691.075)	24,346	24,790	(975.100)	24,931	19,942	(4.073.095)	13,374	14,866
Diritti esistenti al 31 dicembre	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**2.292.125**	**18,440**	**25,120**	**5.184.250**	**21,263**	**16,556**	**7.298.155**	**21,843**	**17,811**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	43,0	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di *stock option* di competenza dell'esercizio ammonta a 12 milioni di euro (rispettivamente, 27 e 25 milioni di euro nel 2007 e nel 2008).

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel)* in carica al 31 dicembre ammontano a 25, 25 e 35 milioni di euro rispettivamente per il 2007, il 2008 e il 2009 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009 (*)
Salari e stipendi	17	17	20
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	3	10
Stock grant e *stock option*	4	4	4
	25	**25**	**35**

(*) L'incremento di costo rispetto all'esercizio precedente è principalmente riconducibile ad una diversa composizione dei *key manager* e all'introduzione, in sostituzione delle *stock option*, di un incentivo monetario differito il cui *fair value* rileva in un unico esercizio a differenza delle *stock option* il cui fair value veniva ripartito secondo la durata del Piano.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,9, 6,4 e 9,9 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,678, 0,634 e 0,475 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value*, inclusi gli effetti derivanti dal regolamento, dei contratti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per essere trattati in base alla legge dell'*hedge accounting*. Il provento netto su contratti derivati su *commodity* di 55 milioni di euro (rispettivamente, un onere di 129 e di 124 milioni di euro nel 2007 e nel 2008) comprende il provento di 6 milioni di euro relativo alla variazione del *fair value*, inefficace ai fini della copertura (componente *time value*), dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production (un onere di 52 milioni di euro e un provento di 7 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ammortamenti:			
- attività materiali	5.031	6.103	6.779
- attività immateriali	2.000	2.327	1.989
	7.031	**8.430**	**8.768**
Svalutazioni:			
- attività materiali	145	1.343	990
- attività immateriali	62	53	62
	207	**1.396**	**1.052**
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali		(2)	(1)
- rivalutazioni di attività immateriali		(1)	
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(6)	(4)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali		(2)	(2)
	7.236	**9.815**	**9.813**

31 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	4.445	7.985	5.950
Oneri finanziari	(4.554)	(8.198)	(6.497)
	(109)	**(213)**	**(547)**
Strumenti derivati	155	(427)	(4)
	46	**(640)**	**(551)**

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(258)	(248)	(423)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(445)	(745)	(330)
- Interessi attivi verso banche	236	87	33
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	55	82	47
	(412)	**(824)**	**(673)**
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	2.877	7.339	5.572
- Differenze passive di cambio	(2.928)	(7.133)	(5.678)
	(51)	**206**	**(106)**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	180	236	223
- Proventi su partecipazioni	188	241	163
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	96	62	39
- Interessi su crediti d'imposta	31	37	4
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(186)	(249)	(218)
- Altri proventi finanziari	45	78	21
	354	**405**	**232**
	(109)	**(213)**	**(547)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi su partecipazioni di 163 milioni di euro (188 milioni di euro e 241 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) riguardano la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in OAO Gazprom Neft, maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24

aprile 2009, comprensiva del recupero dei costi accessori e di altri oneri. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

I proventi (oneri) su strumenti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Contratti su valute	120	(300)	40
Contratti su tassi di interesse	35	(127)	(52)
Opzioni su titoli			8
	155	**(427)**	**(4)**

Gli oneri netti su strumenti derivati di 4 milioni di euro (proventi netti per 155 milioni di euro e oneri netti per 427 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008), si determinano principalmente per la rilevazione, a conto economico, degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività, in moneta diversa da quella funzionale, non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei *fair value* dei contratti derivati.

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	906	761	693
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(135)	(105)	(241)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	2	(16)	(59)
	773	**640**	**393**

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni, valutate con il metodo del patrimonio netto, è indicata alla nota n. 11 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Dividendi	170	510	164
Plusvalenza da vendite	301	218	16
Minusvalenze da cessioni	(1)	(1)	
Altri proventi (oneri) netti		6	(4)
	470	**733**	**176**

I dividendi di 164 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (101 milioni di euro).
Le plusvalenze da vendite relative al 2009 di 16 milioni di euro comprendono 10 milioni di euro relativi alla revisione del prezzo di vendita della Gaztransport et Technigaz SAS avvenuta nel 2008. Le plusvalenze da vendite relative al 2008 di 218 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Gaztransport et Technigaz SAS (185 milioni di euro), della Agip España SA (15 milioni di euro) e della Padana Assicurazioni SpA (10 milioni di euro). Le plusvalenze da vendite relative al 2007 di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsøe AS (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro).

33 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Imposte correnti:			
- imprese italiane	2.380	1.916	1.724
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	6.695	9.744	5.989
- imprese estere	482	426	483
	9.557	**12.086**	**8.196**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(582)	(1.603)	(534)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	246	(827)	(733)
- imprese estere	(2)	36	(173)
	(338)	**(2.394)**	**(1.440)**
	9.219	**9.692**	**6.756**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.724 milioni di euro riguardano l'Ires e le imposte sostitutive per 1.485 milioni di euro, l'Irap per 219 milioni di euro e imposte estere per 20 milioni di euro.
L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 56,0% (46,0% e 50,3% rispettivamente nel 2007 e nel 2008) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 40,1% (37,9% e 38,2% rispettivamente nel 2007 e nel 2008) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 34,0%[18] (Ires) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (Irap) al valore netto della produzione.
L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2007	2008	2009
Aliquota teorica	**37,9**	**38,2**	**40,1**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	10,2	15,2	13,3
- riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane	(2,0)		
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia		(3,8)	2,4
- differenze permanenti e altre motivazioni	(0,1)	0,7	0,2
	8,1	**12,1**	**15,9**
	46,0	**50,3**	**56,0**

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,1 punti percentuali (15,0 e 17,1 punti percentuali rispettivamente nel 2007 e nel 2008).
L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: nel 2009, (i) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro, determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi; (ii) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (64 milioni di euro); nel 2008 (iii) il rilascio delle imposte differite stanziate relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in Legge n. 133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e il costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità Ires calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto n. 112/2008, rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva è pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009; (iv) la rimozione dei limiti al riconosci-

(18) Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni di euro), con effetto dal 1° gennaio 2008 e l'ulteriore incremento di un punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008.

mento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate, incluse nel consolidato fiscale, con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (370 milioni di euro; 290 milioni al netto della sostitutiva) in base alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008; (v) la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di *PSA* che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato di 173 milioni di euro; (vi) il ripristino della fiscalità Ires delle imprese del settore energia calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto Legge n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (94 milioni di euro).

Il riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e l'adeguamento aliquote delle imprese italiane, relativi al 2007, riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (Ires dal 33% al 27,5% e Irap dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro) che è stata successivamente modificata dal D. Lgs n. 112/2008.

Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2009 di 0,2 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, l'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima, sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi; (ii) in diminuzione, la rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di una imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'Irap dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (222 milioni di euro).

34 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.668.305.807, di 3.638.835.896 e di 3.622.405.852 rispettivamente negli esercizi 2007, 2008 e 2009.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2008 e 2009 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock option*; al 31 dicembre 2007 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito, è di 3.669.172.762, di 3.638.854.276 e di 3.622.438.937 rispettivamente negli esercizi 2007, 2008 e 2009.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito, è di seguito indicata:

		2007	2008	2009
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.668.305.807**	**3.638.835.896**	**3.622.405.852**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock grant*		302.092		
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock option*		564.863	18.380	33.085
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.669.172.762**	**3.638.854.276**	**3.622.438.937**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**10.011**	**8.825**	**4.367**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**2,73**	**2,43**	**1,21**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**2,73**	**2,43**	**1,21**

35 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	*Corporate* e società finanziarie	Utili interni	Totale
2007									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	26.920	27.793	36.349	6.934	8.678	205	1.313		
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.280)	(757)	(1.276)	(363)	(1.182)	(31)	(1.099)		
Ricavi da terzi	10.640	27.036	35.073	6.571	7.496	174	214		87.204
Risultato operativo	13.433	4.465	686	100	837	(444)	(312)	(26)	18.739
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	7	35	238	15	11	264	3		573
Ammortamenti e svalutazioni	5.574	739	491	116	248	10	68	(10)	7.236
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216		79	6			773
Attività direttamente attribuibili [b]	32.382	25.583	13.767	3.427	8.017	275	854	(692)	83.613
Attività non direttamente attribuibili									17.847
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.926	2.152	1.267	15	230	49			5.639
Passività direttamente attribuibili [c]	10.955	5.915	5.420	939	4.349	1.827	1.380		30.785
Passività non direttamente attribuibili									27.808
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.480	1.511	979	145	1.410	59	108	(99)	10.593
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	33.042	37.062	45.017	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.917)	(873)	(1.496)	(398)	(1.219)	(29)	(1.177)		
Ricavi da terzi	14.125	36.189	43.521	5.905	7.957	156	154	75	108.082
Risultato operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(346)	(743)	125	18.517
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	154	238	190	2	36	99	165		884
Ammortamenti e svalutazioni	7.488	798	729	395	335	8	76	(14)	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	(9)	43	4			640
Attività direttamente attribuibili [b]	40.815	33.151	11.081	2.629	10.630	362	789	(641)	98.816
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili [c]	10.481	11.802	4.481	664	6.177	1.638	1.780	(75)	36.948
Passività non direttamente attribuibili									31.215
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.281	2.058	965	212	2.027	52	95	(128)	14.562

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	*Corporate* e società finanziarie	Utili interni	Totale
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	(66)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.630)	(635)	(965)	(238)	(1.315)	(24)	(1.152)		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	(66)	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(382)	(474)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	139	175		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	(17)	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili [b]	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili [c]	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.639	1.690	(8)	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2007								
Attività direttamente attribuibili [a]	39.742	11.071	3.917	6.260	6.733	15.368	522	83.613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.246	1.246	469	1.004	1.253	3.152	223	10.593
2008								
Attività direttamente attribuibili [a]	40.432	15.071	3.561	6.224	10.563	22.044	921	98.816
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.660	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562
2009								
Attività direttamente attribuibili [a]	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Italia	37.294	42.843	27.950
Resto dell'Unione Europea	23.074	29.341	24.331
Resto dell'Europa	5.507	7.125	5.213
Americhe	6.447	7.218	7.080
Asia	5.840	8.916	8.208
Africa	8.010	12.331	10.174
Altre aree	1.032	308	271
	87.204	**108.082**	**83.227**

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguo;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;

c) i rapporti intrattenuti con le società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 18, 13 e 21 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2007, nel 2008 e nel 2009. Al 31 dicembre 2009 sono in essere crediti per 4 milioni di euro e debiti per 9 milioni di euro (rispettivamente 4 e 8 milioni di euro al 31 dicembre 2008);

d) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda l'onere dell'esercizio 2008 di 200 milioni di euro relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 e il debito al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 di 100 milioni di euro relativo al contributo non ancora versato. I rapporti relativi agli esercizi precedenti al 2008 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che si considera parte integrante delle presenti note.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009 è la seguente:

Esercizio 2007

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007				
				Costi		Ricavi		Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi	
Imprese a controllo congiunto e collegate								
ASG Scarl	6	43	121		108		3	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	11					86		
Blue Stream Pipeline Co BV	19				183		1	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	18					106		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	84	70	5.870				263	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	1	1	64		1		1	
Eni Oil Co Ltd	7	60			141	1		
Fox Energy SpA	49					139		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	54					195	4	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50		
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7	
Mellitah Oil & Gas BV	10	137			105	1	6	
OOO "EniNeftegaz"	215						1	
Petrobel Belayim Petroleum Co		60			211			
Raffineria di Milazzo ScpA	17	21			245	118	5	
Supermetanol CA		11		78			1	
Super Octanos CA		18		201			1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	80		43	147		47	
Transitgas AG		8			64			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6			70		1	
Union Fenosa Gas SA	1		61			193		
Altre (*)	120	127	56	76	374	122	118	
	687	**744**	**6.172**	**422**	**1.950**	**1.011**	**459**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	49	111		11	534		52	
Eni BTC Ltd			138				1	
Altre (*)	23	8	11	2	18	5	18	
	72	**119**	**149**	**13**	**552**	**5**	**71**	
	759	**863**	**6.321**	**435**	**2.502**	**1.016**	**530**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Alitalia	4					363	1	
Gruppo Enel	384	8			245	894	408	
GSE- Gestore Servizi Elettrici	124	63		239	37	870	7	10
Terna SpA	19	69		106	105		31	
Altre imprese a partecipazione statale (*)	45	79		19	89	75	3	
	576	**219**		**364**	**476**	**2.202**	**450**	**10**
	1.335	**1.082**	**6.321**	**799**	**2.978**	**3.218**	**980**	**10**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008						
				Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		11			60					
Altergaz SA	30						135			
ASG Scarl	2	25	49		57					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4			
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	5						98			
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12						175			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1		
Eni Oil Co Ltd	9	28			660			6		
Fox Energy SpA	37			2			329	1		
FPSO Mystras - Producao de Petroleo Lda				94		10				
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	64						337	18		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111			
InAgip doo	24	45			116		3	35		
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25		12		
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2	4		
Petrobel Belayim Petroleum Co		77			181					
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135	3		
Saipon Snc	4		58					12		
Super Octanos CA		24		286						
Supermetanol CA		5		90						
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153			64		
Transitgas AG		5			1	64				
Union Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257	1		
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8	
	665	**829**	**6.253**	**1.473**	**2.783**	**148**	**1.657**	**684**	**8**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10	
Eni BTC Ltd			146							
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4	
	166	**184**	**150**	**2**	**740**	**13**	**5**	**373**	**14**	
	831	**1.013**	**6.403**	**1.475**	**3.523**	**161**	**1.662**	**1.057**	**22**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	4						417	2		
Gruppo Enel	153	12		13	223		941	380		
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57			
GSE-Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6	58
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10	
Altre imprese a partecipazione statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1	
	329	**189**		**375**	**466**	**85**	**1.846**	**483**	**17**	**58**
	1.160	**1.202**	**6.403**	**1.850**	**3.989**	**246**	**3.508**	**1.540**	**39**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009						
				Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum		5			64					
Altergaz SA	50						142			
ASG Scarl		10	54		25					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	30			62			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		31	1	15	77		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	17	15	34		163					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	16						95			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	38	12	6.037		5			84		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	1	76		1			2		
Fox Energy SpA	44			1			241			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	17						196	8		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15						71			
InAgip doo	44	23			86			71		
Karachaganak Petroleum Operating BV	61	196		588	344	27	9	10		
Kwanda Suporto Logistico Lda	72							20		
Mellitah Oil & Gas BV	30	190			306		2	31		
Petrobel Belayim Petroleum Co	4	12			205			4	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8			242		98	5		
Saipon Snc	8	2	61					45		
Super Octanos CA		24		133						
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71		36	157			40		
Transitgas AG					1	61				
Union Fenosa Gas SA	8		62	12			53		1	
Altre (*)	143	58	15	62	188	41	117	125	10	
	592	**688**	**6.340**	**847**	**1.926**	**129**	**1.026**	**446**	**13**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	194	224		1	914	7	15	466	7	
Eni BTC Ltd			141					1		
Altre (*)	29	23	4	1	52	4	14	6	1	
	223	**247**	**145**	**2**	**966**	**11**	**29**	**473**	**8**	
	815	**935**	**6.485**	**849**	**2.892**	**140**	**1.055**	**919**	**21**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE-Gestore Servizi Elettrici	83	74		373		79	342	15		19
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a partecipazione statale (*)	78	71		1	71	6	62	16		
	297	**251**		**451**	**465**	**181**	**774**	**552**	**5**	**44**
	1.112	**1.186**	**6.485**	**1.300**	**3.357**	**321**	**1.829**	**1.471**	**26**	**44**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, Trans Austria Gasleitung GmbH e Transitgas AG e, limitatamente alla società Blue Stream Pipeline Co BV, il rilascio di garanzie;
- la garanzia rilasciata nell'interesse di CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agiba Petroleum Co, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente a Karachaganak Petroleum Operating BV, la vendita di greggi; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'attività di supporto logistico svolta dalla società Kwanda Suporto Logistico Lda;
- la vendita di gas naturale a Altergaz SA e a Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalla società Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- la compravendita di energia elettrica, di certificati verdi e il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009 è la seguente:

Esercizio 2007

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20
Raffineria di Milazzo ScpA			60		
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9
Altre (*)	108	120	52	19	11
	270	**121**	**823**	**19**	**43**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	114	26	1	1	6
	114	**26**	**1**	**1**	**6**
	384	**147**	**824**	**20**	**49**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131				
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14
PetroSucre SA	153				
Raffineria di Milazzo ScpA			70		
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				7
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				6
Altre (*)	123	124	27	16	9
	696	**124**	**849**	**16**	**36**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	115	38	1	1	6
	115	**38**	**1**	**1**	**6**
	811	**162**	**850**	**17**	**42**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2009

(milioni di euro)

	31.12.2009			2009	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Artic Russia BV	70	1	170		1
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	133				
Blue Stream Pipeline Co BV			692		12
Raffineria di Milazzo ScpA			85		
Trans Austria Gasleitung GmbH	171				5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	149				3
Altre (*)	125	112	24	2	3
	648	**113**	**971**	**2**	**24**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	78	34	1	2	3
	78	**34**	**1**	**2**	**3**
	726	**147**	**972**	**4**	**27**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV e Raffineria di Milazzo ScpA e, limitatamente ad Artic Russia BV, la concessione di finanziamenti e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente a Trans Austria Gasleitung GmbH e a Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	31.12.2007			31.12.2008			31.12.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Crediti commerciali e altri crediti	20.676	1.616	7,82	22.222	1.539	6,93	20.348	1.355	6,66
Altre attività correnti	790			1.870	59	3,16	1.307	9	0,69
Altre attività finanziarie non correnti	923	87	9,43	1.134	356	31,39	1.148	438	38,15
Altre attività non correnti	1.400	16	1,14	1.881	21	1,12	1.938	40	2,06
Passività finanziarie a breve termine	7.763	131	1,69	6.359	153	2,41	3.545	147	4,15
Debiti commerciali e altri debiti	17.116	1.021	5,97	20.515	1.253	6,11	19.174	1.241	6,47
Altre passività correnti	1.523	4	0,26	3.863	4	0,10	1.856	5	0,27
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	12.067	16	0,13	14.478	9	0,06	21.255		
Altre passività non correnti	2.117	57	2,69	3.102	53	1,71	2.480	49	1,98

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007			2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Ricavi della gestione caratteristica	87.204	4.198	4,81	108.082	5.048	4,67	83.227	3.300	3,97
Altri ricavi e proventi	833		..	728	39	5,36	1.118	26	2,33
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.133	3.777	6,50	76.350	6.298	8,25	58.351	4.999	8,57
Altri proventi (oneri) operativi	(129)	10	..	(124)	58	..	55	44	80,00
Proventi finanziari	4.445	49	1,10	7.985	42	0,53	5.950	27	0,45
Oneri finanziari	(4.554)	(20)	0,44	(8.198)	(17)	0,21	(6.497)	(4)	0,06

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ricavi e proventi	4.198	5.087	3.326
Costi e oneri	(3.777)	(6.298)	(4.999)
Altri proventi (oneri) operativi	10	58	44
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(492)	351	34
Dividendi e interessi	610	740	407
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**549**	**(62)**	**(1.188)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(779)	(2.022)	(1.364)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	8		
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	(8)	27	19
Variazione crediti finanziari	(43)	397	83
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(822)**	**(1.598)**	**(1.262)**
Variazione debiti finanziari	20	14	(14)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**20**	**14**	**(14)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(253)**	**(1.646)**	**(2.464)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007			2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	15.517	549	3,54	21.801	(62)	..	11.136	(1.188)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(20.097)	(822)	4,09	(16.958)	(1.598)	9,42	(10.254)	(1.262)	12,31
Flusso di cassa da attività di finanziamento	2.909	20	0,69	(5.025)	14	..	(1.183)	(14)	1,18

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi (oneri) non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Stima onere della possibile transazione TSKJ			250
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR	83		
Sanzioni *antitrust*	(130)	21	
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	39		
	(8)	**21**	**250**

La Stima onere della possibile transazione TSKJ riguarda l'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.
Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato dell'esercizio 2007, di 83 milioni di euro, è relativo all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi. Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2007, di 130 milioni di euro, riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie.

38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2007, 2008 e nel 2009 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

■ Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "*International Financial Reporting Standards*" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB *Extractive Activities – Oil & Gas* (*Topic 932*). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.
I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
31.12.2008										
Attività relative a riserve certe	10.772	7.852	10.116	11.368	1.663	3.939	4.737	392	**50.839**	813
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	316	638	2.267	37	1.461	2.418	43	**7.212**	928
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	283	24	1.205	520	51	16	43	4	**2.146**	14
Immobilizzazioni in corso	1.374	249	1.006	1.443	2.631	713	632	362	**8.410**	267
Costi capitalizzati lordi	**12.461**	**8.441**	**12.965**	**15.598**	**4.382**	**6.129**	**7.830**	**801**	**68.607**	**2.022**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.943)	(5.327)	(6.318)	(7.027)	(560)	(3.224)	(3.638)	(173)	**(34.210)**	(441)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**4.518**	**3.114**	**6.647**	**8.571**	**3.822**	**2.905**	**4.192**	**628**	**34.397**	**1.581**
31.12.2009										
Attività relative a riserve certe	10.079	9.472	11.122	14.011	1.723	4.566	5.750	1.338	**58.061**	791
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	305	580	1.854	36	1.518	2.144	38	**6.508**	443
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	273	31	1.287	585	57	17	45	4	**2.299**	13
Immobilizzazioni in corso	1.028	329	1.228	934	3.481	316	600	14	**7.930**	358
Costi capitalizzati lordi	**11.413**	**10.137**	**14.217**	**17.384**	**5.297**	**6.417**	**8.539**	**1.394**	**74.798**	**1.605**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.557)	(6.824)	(7.044)	(8.424)	(620)	(3.679)	(4.673)	(379)	**(39.200)**	(485)
Costi capitalizzati netti [a] [b] [c]	**3.856**	**3.313**	**7.173**	**8.960**	**4.677**	**2.738**	**3.866**	**1.015**	**35.598**	**1.120**

(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81%.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della *call option* del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).
(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 537 milioni di euro nel 2008 e per 570 milioni di euro nel 2009.
(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 3.308 milioni di euro nel 2008 e 3.690 milioni di euro nel 2009 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 48 milioni di euro nel 2008 e 76 milioni di euro nel 2009.
(c) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i costi capitalizzati relativi alle attività di stoccaggio in Italia.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto D'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
2007										
Acquisizioni di riserve certe [b]			11	451			1.395		**1.857**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]				510			1.417		**1.927**	1.086
Costi di ricerca [b]	104	195	373	305	36	162	980	37	**2.192**	42
Costi di sviluppo [a][b]	320	557	1.047	1.425	744	247	734	165	**5.239**	156
Totale costi sostenuti	**424**	**752**	**1.431**	**2.691**	**780**	**409**	**4.526**	**202**	**11.215**	**1.471**
2008										
Acquisizioni di riserve certe [b]			626	413		256			**1.295**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]		33	384	655		647			**1.719**	
Costi di ricerca [b]	135	227	403	600	16	345	440	48	**2.214**	48
Costi di sviluppo [a][b]	644	957	1.388	1.884	1.023	598	748	325	**7.567**	163
Totale costi sostenuti	**779**	**1.217**	**2.801**	**3.552**	**1.039**	**1.846**	**1.188**	**373**	**12.795**	**211**
2009										
Acquisizioni di riserve certe			298	27		11	131		467	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			54	42		83	43		222	
Costi di ricerca	40	114	317	284	20	159	242	52	1.228	41
Costi di sviluppo [a]	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820	206
Totale costi sostenuti	**782**	**841**	**2.070**	**2.474**	**1.106**	**676**	**1.274**	**514**	**9.737**	**247**

(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della *call option* del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).
(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 173 milioni di euro nel 2007, per 628 milioni di euro nel 2008 e per 301 milioni di euro nel 2009.
(b) Di cui aggregazioni aziendali:

(milioni di euro)	Italia	Resto D'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate
2007										
Acquisizioni di riserve certe				451			1.395		**1.846**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				510			1.334		**1.844**	1.086
Costi di ricerca				59			474		**533**	
Costi di sviluppo				10			345		**355**	101
Totale				**1.030**			**3.548**		**4.578**	**1.374**
2008										
Acquisizioni di riserve certe				298		256			**554**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		33	384	560		647			**1.624**	
Costi di ricerca			23	115		158			**296**	
Costi di sviluppo		52	132	4		233			**421**	
Totale		**85**	**539**	**977**		**1.294**			**2.895**	

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement* (*PSA*) dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quota di *Profit oil*.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]	Totale società consolidate in *joint venture* e collegate
2007											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	3.171	3.273	3.000	4.439	296	44	229	91	**14.543**		**14.543**
- vendite a terzi	163	755	4.793	693	833	961	1.112	187	**9.497**	176	**9.673**
Totale ricavi	**3.334**	**4.028**	**7.793**	**5.132**	**1.129**	**1.005**	**1.341**	**278**	**24.040**	**176**	**24.216**
Costi operativi	(248)	(584)	(542)	(499)	(142)	(39)	(177)	(50)	**(2.281)**	(27)	**(2.308)**
Imposte sulla produzione	(188)		(91)	(473)		(28)			**(780)**	(6)	**(786)**
Costi di ricerca	(108)	(196)	(379)	(297)	(36)	(168)	(566)	(27)	**(1.777)**	(42)	**(1.819)**
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(499)	(766)	(768)	(685)	(76)	(422)	(511)	(19)	**(3.746)**	(51)	**(3.797)**
Altri (oneri) proventi	(283)	(83)	(627)	(285)	(72)	(134)	(18)	(65)	**(1.567)**	(18)	**(1.585)**
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.008**	**2.399**	**5.386**	**2.893**	**803**	**214**	**69**	**117**	**13.889**	**32**	**13.921**
Imposte sul risultato	(746)	(1.447)	(3.102)	(1.820)	(284)	(93)	(110)	(10)	**(7.612)**	(49)	**(7.661)**
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.262**	**952**	**2.284**	**1.073**	**519**	**121**	**(41)**	**107**	**6.277**	**(17)**	**6.260**
2008											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	3.956	3.892	2.622	5.013	360	39	323	66	**16.271**		**16.271**
- vendite a terzi	126	160	7.286	1.471	1.025	1.335	1.599	218	**13.220**	265	**13.485**
Totale ricavi	**4.082**	**4.052**	**9.908**	**6.484**	**1.385**	**1.374**	**1.922**	**284**	**29.491**	**265**	**29.756**
Costi operativi	(260)	(521)	(528)	(609)	(157)	(68)	(233)	(35)	**(2.411)**	(34)	**(2.445)**
Imposte sulla produzione	(195)		(32)	(616)		(35)			**(878)**	(53)	**(931)**
Costi di ricerca	(135)	(228)	(406)	(548)	(16)	(232)	(435)	(58)	**(2.058)**	(48)	**(2.106)**
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(551)	(829)	(1.120)	(1.115)	(79)	(823)	(837)	(35)	**(5.389)**	(84)	**(5.473)**
Altri (oneri) proventi	(420)	(56)	(934)	(268)	(270)	(259)	(6)	(41)	**(2.254)**	(15)	**(2.269)**
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.521**	**2.418**	**6.888**	**3.328**	**863**	**(43)**	**411**	**115**	**16.501**	**31**	**16.532**
Imposte sul risultato	(924)	(1.623)	(4.170)	(2.262)	(302)	(122)	(214)	(70)	**(9.687)**	(49)	**(9.736)**
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.597**	**795**	**2.718**	**1.066**	**561**	**(165)**	**197**	**45**	**6.814**	**(18)**	**6.796**
2009											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	**12.104**		**12.104**
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	**8.930**	232	**9.162**
Totale ricavi	**2.274**	**3.123**	**6.775**	**4.972**	**984**	**1.249**	**1.447**	**210**	**21.034**	**232**	**21.266**
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	**(2.635)**	(34)	**(2.669)**
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			**(647)**	(44)	**(691)**
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	**(1.551)**	(41)	**(1.592)**
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	**(5.749)**	(76)	**(5.825)**
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	**(1.277)**	(41)	**(1.318)**
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.227**	**1.437**	**4.456**	**1.358**	**547**	**381**	**(105)**	**(126)**	**9.175**	**(4)**	**9.171**
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	**(5.578)**	(40)	**(5.618)**
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b][c]	**760**	**604**	**1.446**	**316**	**367**	**314**	**(107)**	**(103)**	**3.597**	**(44)**	**3.553**

(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della *call option* del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).
(a) Include svalutazioni di attività per 91 milioni di euro nel 2007, per 770 milioni di euro nel 2008 e per 576 milioni di euro nel 2009.
(b) L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 438 milioni di euro nel 2007, 408 milioni di euro nel 2008 e 320 milioni di euro nel 2009 e per le società in *joint venture* e collegate, pari a 26 milioni di euro nel 2007, nessuna variazione nel 2008 e 26 milioni di euro nel 2009.
(c) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i risultati delle attività di stoccaggio in Italia

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la *Regulation S-X 4-10* della *U.S. Securities and Exchange Commission*.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB *Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932)*.

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi[19] sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura, rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate. Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[20] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[21]. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non verificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2009 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton[21] hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazione riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009[22].

Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe.

Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement (PSA)* in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai *PSA* sono stimate in funzione dei costi da recuperare (*Cost oil*) e del *Profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai *PSA* rappresentano il 46%, il 54% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009. Effetti analoghi a quelli dei *PSA* si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009.

(19) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.
(20) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.
(21) I *report* degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009".
(22) Incluse le riserve delle società in *joint venture* e collegate.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (*Excess Cost Oil*) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di *PSA*. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,8%, lo 0,1% e lo 0,3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di gas naturale prodotte destinate all'impianto di liquefazione di Angola LNG; (iv) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2007, 2008 e 2009.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]	Totale società consolidate in *joint venture* e collegate
Riserve al 31.12.2006	**215**	**386**	**982**	**786**	**893**	**62**	**98**	**35**	**3.457**	**24**	**3.481**
di cui: sviluppate	*136*	*329*	*713*	*546*	*262*	*53*	*54*	*33*	***2.126***	*18*	***2.144***
non sviluppate	*79*	*57*	*269*	*240*	*631*	*9*	*44*	*2*	***1.331***	*6*	***1.337***
Acquisizioni				32			54		**86**	101	**187**
Revisioni di precedenti stime	28	14	(35)	(26)	(114)	(6)	(23)	(2)	**(164)**	20	**(144)**
Miglioramenti di recupero		1	9	12					**22**	1	**23**
Estensioni e nuove scoperte		1	43	22			28	1	**95**	1	**96**
Produzione	(28)	(57)	(121)	(101)	(26)	(12)	(19)	(5)	**(369)**	(5)	**(374)**
Riserve al 31.12.2007	**215**	**345**	**878**	**725**	**753**	**44**	**138**	**29**	**3.127**	**142**	**3.269**
di cui: sviluppate	*133*	*299*	*649*	*511*	*219*	*35*	*81*	*26*	***1.953***	*26*	***1.979***
non sviluppate	*82*	*46*	*229*	*214*	*534*	*9*	*57*	*3*	***1.174***	*116*	***1.290***
Acquisizioni				32		36			**68**		**68**
Revisioni di precedenti stime	(8)	(30)	56	80	239	42	11	1	**391**	4	**395**
Miglioramenti di recupero			7	25					**32**	1	**33**
Estensioni e nuove scoperte	4	13	4	26		2	3		**52**		**52**
Produzione	(25)	(51)	(122)	(105)	(25)	(18)	(21)	(4)	**(371)**	(5)	**(376)**
Cessioni					(56)				**(56)**		**(56)**
Riserve al 31.12.2008	**186**	**277**	**823**	**783**	**911**	**106**	**131**	**26**	**3.243**	**142**	**3.385**
di cui: sviluppate	*111*	*222*	*613*	*576*	*298*	*92*	*74*	*23*	***2.009***	*33*	***2.042***
non sviluppate	*75*	*55*	*210*	*207*	*613*	*14*	*57*	*3*	***1.234***	*109*	***1.343***
Acquisizioni				2					2		2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270		270
Miglioramenti di recupero		8	10	15					33		33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191	1	192
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)	(6)	(368)
Cessioni										(51)	(51)
Riserve al 31.12.2009	**233**	**351**	**895**	**770**	**849**	**94**	**153**	**32**	**3.377**	**86**	**3.463**
di cui: sviluppate	*141*	*218*	*659*	*544*	*291*	*45*	*80*	*23*	***2.001***	*34*	***2.035***
non sviluppate	*92*	*133*	*236*	*226*	*558*	*49*	*73*	*9*	***1.376***	*52*	***1.428***

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della *call option* del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

Gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia[a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan[1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *Joint venture* e collegate[2]	Totale società consolidate in *Joint venture* e collegate
Riserve al 31.12.2006	**96.022**	**51.972**	**168.380**	**54.583**	**53.075**	**28.036**	**8.471**	**17.927**	**478.466**	**1.923**	**480.389**
di cui: sviluppate	*69.360*	*41.920*	*86.126*	*40.975*	*42.776*	*17.411*	*4.497*	*7.003*	***310.068***	*1.349*	***311.417***
non sviluppate	*26.662*	*10.052*	*82.254*	*13.608*	*10.299*	*10.625*	*3.974*	*10.924*	***168.398***	*574*	***168.972***
Acquisizioni				135			11.201		**11.336**	83.903	**95.239**
Revisioni di precedenti stime	(1.488)	1.859	7.070	2.074	(6.295)	674	106	(567)	**3.433**	148	**3.581**
Miglioramenti di recupero		96							**96**		**96**
Estensioni e nuove scoperte	98	201	2.530	6.039	5.812	101	2.408		**17.189**		**17.189**
Produzione	(8.075)	(6.689)	(15.130)	(2.738)	(2.459)	(3.894)	(2.501)	(427)	**(41.913)**	(388)	**(42.301)**
Riserve al 31.12.2007	**86.557**	**47.439**	**162.850**	**60.093**	**50.133**	**24.917**	**19.685**	**16.933**	**468.607**	**85.586**	**554.193**
di cui: sviluppate	*65.230*	*38.599*	*86.804*	*41.595*	*44.753*	*15.017*	*12.518*	*6.033*	***310.549***	*12.117*	***322.666***
non sviluppate	*21.327*	*8.840*	*76.046*	*18.498*	*5.380*	*9.900*	*7.167*	*10.900*	***158.058***	*73.469*	***231.527***
Acquisizioni		226		170		3.229			**3.625**		**3.625**
Revisioni di precedenti stime	1.581	(1.640)	32.934	1.274	21.846	1.466	(343)	667	**57.785**	185	**57.970**
Miglioramenti di recupero				107					**107**		**107**
Estensioni e nuove scoperte	133	712	1.079	62		296	880		**3.162**		**3.162**
Produzione	(7.772)	(6.496)	(18.148)	(2.695)	(2.533)	(4.106)	(3.228)	(437)	**(45.415)**	(369)	**(45.784)**
Cessioni					(439)				**(439)**		**(439)**
Riserve al 31.12.2008	**80.499**	**40.241**	**178.715**	**59.011**	**69.007**	**25.802**	**16.994**	**17.163**	**487.432**	**85.402**	**572.834**
di cui: sviluppate	*57.522*	*31.762*	*100.161*	*40.873*	*56.762*	*12.441*	*9.615*	*6.263*	***315.399***	*11.893*	***327.292***
non sviluppate	*22.977*	*8.479*	*78.554*	*18.138*	*12.245*	*13.361*	*7.379*	*10.900*	***172.033***	*73.509*	***245.542***
Acquisizioni				15			3.853		3.868		**3.868**
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)	502	**(814)**
Miglioramenti di recupero		715							715		**715**
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691	2.275	**16.966**
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)	(397)	**(45.205)**
Cessioni		(64)					(50)		(114)	(42.791)	**(42.905)**
Riserve al 31.12.2009	**76.556**	**39.066**	**166.907**	**60.219**	**60.571**	**23.062**	**17.807**	**16.280**	**460.468**	**44.991**	**505.459**
di cui: sviluppate	*56.643*	*34.853*	*98.724*	*41.430*	*52.651*	*15.269*	*14.317*	*15.991*	***329.878***	*6.624*	***336.502***
non sviluppate	*19.913*	*4.213*	*68.183*	*18.789*	*7.920*	*7.793*	*3.490*	*289*	***130.590***	*38.367*	***168.957***

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della *call option* del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).
(a) I dati al 31 dicembre 2006, 2007, 2008 e 2009 comprendono rispettivamente 21.341, 21.222, 21.112 e 21.766 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas di fine anno relativamente al 2007 e 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore *standard* è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB *Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932)*.

Il valore *standard* non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]	Totale società consolidate in *joint venture* e collegate
31.12.2007											
Entrate di cassa future	47.243	30.390	73.456	48.283	42.710	4.855	11.180	3.544	**261.661**	7.135	**268.796**
Costi futuri di produzione	(5.926)	(6.759)	(11.754)	(9.875)	(4.997)	(476)	(1.758)	(459)	**(42.004)**	(1.249)	**(43.253)**
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(7.218)	(2.653)	(4.643)	(3.013)	(3.374)	(306)	(1.533)	(428)	**(23.168)**	(1.721)	**(24.889)**
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.099**	**20.978**	**57.059**	**35.395**	**34.339**	**4.073**	**7.889**	**2.657**	**196.489**	**4.165**	**200.654**
Imposte su reddito future	(10.778)	(14.388)	(29.083)	(23.083)	(9.977)	(1.109)	(3.272)	(1.003)	**(92.693)**	(2.009)	**(94.702)**
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.321**	**6.590**	**27.976**	**12.312**	**24.362**	**2.964**	**4.617**	**1.654**	**103.796**	**2.156**	**105.952**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.262)	(1.757)	(11.143)	(3.953)	(17.480)	(718)	(1.568)	(913)	**(50.794)**	(1.265)	**(52.059)**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.059**	**4.833**	**16.833**	**8.359**	**6.882**	**2.246**	**3.049**	**741**	**53.002**	**891**	**53.893**
31.12.2008											
Entrate di cassa future	46.458	16.963	62.785	22.344	21.648	5.072	5.257	2.937	**183.464**	4.782	**188.246**
Costi futuri di produzione	(5.019)	(3.467)	(10.673)	(6.715)	(6.273)	(707)	(1.657)	(405)	**(34.916)**	(1.104)	**(36.020)**
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.805)	(2.317)	(6.153)	(3.868)	(4.842)	(738)	(1.022)	(258)	**(26.003)**	(1.845)	**(27.848)**
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.634**	**11.179**	**45.959**	**11.761**	**10.533**	**3.627**	**2.578**	**2.274**	**122.545**	**1.833**	**124.378**
Imposte su reddito future	(11.329)	(7.697)	(27.800)	(5.599)	(2.745)	(768)	(232)	(861)	**(57.031)**	(1.032)	**(58.063)**
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.305**	**3.482**	**18.159**	**6.162**	**7.788**	**2.859**	**2.346**	**1.413**	**65.514**	**801**	**66.315**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.884)	(1.042)	(8.639)	(2.155)	(6.230)	(672)	(672)	(768)	**(34.062)**	(763)	**(34.825)**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.421**	**2.440**	**9.520**	**4.007**	**1.558**	**2.187**	**1.674**	**645**	**31.452**	**38**	**31.490**
31.12.2009											
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	**187.403**	3.718	**191.121**
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	**(38.753)**	(1.251)	**(40.004)**
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	**(32.135)**	(1.168)	**(33.303)**
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**16.368**	**10.467**	**43.024**	**18.805**	**19.383**	**2.844**	**3.394**	**2.230**	**116.515**	**1.299**	**117.814**
Imposte su reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	**(52.728)**	(432)	**(53.160)**
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**11.105**	**3.846**	**18.794**	**8.911**	**14.556**	**2.208**	**2.700**	**1.667**	**63.787**	**867**	**64.654**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	**(32.287)**	(610)	**(32.897)**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri [a]	**5.237**	**2.391**	**9.634**	**5.809**	**4.307**	**1.688**	**1.538**	**896**	**31.500**	**257**	**31.757**

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della *call option* del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).
(a) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i flussi di cassa legati alla modulazione e stoccaggio in Italia.

Variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2007, 2008 e 2009.

(milioni di euro)	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate	Totale società consolidate e *joint venture* e collegate
31.12.2006	**43.227**	**354**	**43.581**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(20.979)	(143)	(21.122)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	34.999	153	35.152
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.982	46	4.028
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.000)	(73)	(4.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.682	56	4.738
- revisioni delle quantità stimate	(2.995)	527	(2.468)
- effetto dell'attualizzazione	7.968	50	8.018
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.916)	(1.027)	(18.943)
- acquisizioni di riserve	3.521	929	4.450
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	513	19	532
Saldo aumenti (diminuzioni)	**9.775**	**537**	**10.312**
31.12.2007	**53.002**	**891**	**53.893**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(26.202)	(178)	(26.380)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(39.699)	(1.254)	(40.953)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.110	10	1.120
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.222)	(129)	(6.351)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.584	145	6.729
- revisioni delle quantità stimate	5.835	(61)	5.774
- effetto dell'attualizzazione	10.538	201	10.739
- variazione netta delle imposte sul reddito	21.359	657	22.016
- acquisizioni di riserve	476		476
- cessioni di riserve	25		25
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	4.646	(244)	4.402
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(21.550)**	**(853)**	**(22.403)**
31.12.2008	**31.452**	**38**	**31.490**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.752)	(154)	(17.906)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.515	286	4.801
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.587	22	3.609
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(9.915)	(157)	(10.072)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.401	208	7.609
- revisioni delle quantità stimate	4.686	(113)	4.573
- effetto dell'attualizzazione	6.112	29	6.141
- variazione netta delle imposte sul reddito	674	(67)	607
- acquisizioni di riserve	161		161
- cessioni di riserve	(7)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
Saldo aumenti (diminuzioni)	**48**	**219**	**267**
31.12.2009	**31.500**	**257**	**31.757**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D. Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2009.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello *Internal Control – Integrated Framework* emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* che rappresenta un *framework* di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio consolidato al 31 dicembre 2009:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

11 marzo 2010

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL D.LGS. 24 FEBBRAIO 1998, N° 58 (ora art. 14 del D.Lgs. 27.1.2010, n° 39)

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico e dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005, compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale. La revisione contabile sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati presentati ai fini comparativi sono stati riesposti per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 7 aprile 2009.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 – **Bologna** Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186911 – **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wührer 23 Tel. 0303697501 – **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 – **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 – **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 0498762577 – **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242648 – **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – **Trento** 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel.0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella specifica sezione della medesima relazione sono coerenti con il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2009.

Milano, 7 aprile 2010

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

■ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono pari a 446 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione, rispetto al 31 dicembre 2008, di 74 milioni di boe.
La riduzione delle riserve è principalmente dovuta ai conferimenti dei rami d'azienda "Attività E&P – Pianura Padana", "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P – Area Crotone" avvenuti a fine esercizio.
La produzione dell'anno (15,9 milioni di boe di petrolio e condensati e 39,5 milioni di boe di gas naturale), è stata compensata da promozioni di riserve certe.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

				Variazione	
		2008	**2009**	assoluta	%
Gas naturale [a]	(milioni di boe)	346	248	(98)	(28,3)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	174	198	24	13,8
Idrocarburi	(milioni di boe)	**520**	**446**	**(74)**	**(14,2)**

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

■ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2009 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 23 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 6.006 chilometri quadrati (7.339 chilometri quadrati al 31 dicembre 2008) e 88 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 8.601 chilometri quadrati (10.962 al 31 dicembre 2008). La diminuzione è dovuta ai conferimenti dei tre rami d'azienda.

■ Produzioni

Nel 2009 la produzione di idrocarburi è stata di 55,4 milioni di boe (66,2 nel 2008) corrispondenti alla produzione giornaliera di 151.905 boe (180.832 nel 2008).
La produzione di gas naturale (6,4 miliardi di metri cubi) è diminuita di 1 miliardo di metri cubi, pari al 13,5%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi - Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.
La produzione di petrolio e condensati (15,9 milioni di barili) è diminuita di 4,5 milioni di barili, pari al 22%, a seguito del riconoscimento al *partner* della *joint venture* Val d'Agri di 2 milioni di barili (5.500 boepd) per effetto degli accordi relativi all'unitizzazione della concessione, del declino produttivo di alcuni giacimenti e di interventi di adeguamento a impianti di produzione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

					Variazione	
(miliardi di metri cubi)	2008	%	**2009**	%	assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	7,15	10,7	6,15	11,4	(1,00)	(14,0)
Acquisti Italia	0,85	1,3	0,71	1,3	(0,14)	(16,5)
Italia	***8,0***	***12,0***	***6,86***	***12,7***	***(1,14)***	***(14,3)***
Russia per l'Italia	17,82	26,8	15,08	28,1	(2,74)	(15,4)
Algeria	17,62	26,4	12,02	22,3	(5,60)	(31,8)
Paesi Bassi	8,1	12,2	6,29	11,7	(1,81)	(22,3)
Norvegia	5,47	8,2	5,64	10,5	0,17	3,1
Libia	3,9	5,9	3,19	5,9	(0,71)	(18,2)
Altri	1,95	2,9	1,71	3,2	(0,24)	(12,3)
Algeria (GNL)	1,6	2,4	1,80	3,3	0,20	12,5
Nigeria (GNL)	1,69	2,5	0,98	1,8	(0,71)	(42,0)
Altri (GNL)	0,48	0,7	0,36	0,7	(0,12)	(25,0)
Estero	***58,63***	***88,0***	***47,07***	***87,3***	***(11,56)***	***(19,7)***
Totale approvvigionamenti	**66,63**	**100,0**	**53,93**	**100,0**	**(12,70)**	**(19,1)**
(Immissioni) Prelievi da stoccaggio	(0,25)		1,25		1,50	(600,0)
Perdite di rete, differenza di misura e altre variazioni	(0,14)		(0,15)		(0,01)	7,1
Disponibilità per la vendita	**66,24**		**55,03**		**(11,21)**	**(16,9)**

Nel 2009 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P sono stati di 53,93 miliardi di metri cubi di gas naturale, in flessione rispetto al 2008 (-12,7 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (47,07 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'87% del totale, in linea con il 2008. Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in Italia o venduti sui mercati esteri, sono diminuiti di 11,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 19,7%, per effetto principalmente dei minori ritiri di gas: (i) dall'Algeria via *pipeline* (-5,6 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Russia (-2,74 miliardi di metri cubi), dai Paesi Bassi (-1,81 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Libia via GreenStream (-0,71 miliardi di metri cubi). In lieve aumento i ritiri: (i) dalla Norvegia (+0,17 miliardi di metri cubi); (ii) dall'Algeria come paese esportatore di GNL (+0,2 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (6,86 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,3%, in particolare per effetto della flessione della produzione nazionale.

Nel 2009 i prelievi netti dal sistema di stoccaggio sono stati di 1,25 miliardi di metri cubi (contro le immissioni di 0,25 miliardi di metri cubi nel 2007) che, tenuto conto delle perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni (0,15 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 55,03 miliardi di metri cubi, con una flessione di 11,21 miliardi di metri cubi, pari al 16,9% rispetto al 2008.

TAKE-OR-PAY

Per un'analisi dei contratti *take-or-pay* stipulati dalla Divisione Gas & Power, si rinvia al paragrafo "Andamento operativo – Fattori di rischio e di incertezza" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato Eni.

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2008	2009	Variazione assoluta	Variazione %
Grossisti	8,42	6,84	(1,58)	(18,8)
Gas release	*3,28*	*1,30*	*(1,98)*	*(60,4)*
PSV e borsa	*1,89*	*2,37*	*0,48*	*25,4*
Clienti finali	33,61	23,74	(9,87)	(29,4)
Industriali	10,50	8,54	(1,96)	(18,7)
Industriali	*9,47*	*7,49*	*(1,98)*	*(20,9)*
PMI e terziario	*1,03*	*1,05*	*0,02*	*1,9*
Termoelettrici	17,69	9,68	(8,01)	(45,3)
Residenziali	5,42	5,52	0,10	1,8
Italia	***47,20***	***34,25***	***(12,95)***	***(27,4)***
Resto d'Europa	***13,41***	***14,97***	***1,56***	***11,6***
Importatori in Italia	4,34	3,73	(0,61)	(14,1)
Mercati *target*	9,07	11,24	2,17	23,9
Totale vendite a terzi	**60,61**	**49,22**	**(11,39)**	**(18,8)**
Autoconsumi e vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	**5,63**	**5,81**	**0,18**	**3,2**
	66,24	**55,03**	**(11,21)**	**(16,9)**

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D. Lgs. 164/2000.

Nel 2009 le vendite di gas naturale a terzi (49,22 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 11,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 18,8%, per effetto essenzialmente della flessione dei consumi, connessa alla recessione economica, e della pressione competitiva.

In particolare le vendite di gas naturale in Italia (34,25 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2008 di 12,95 miliardi di metri cubi, pari al 27,4%, nonostante l'effetto climatico positivo registrato in particolare nel primo e nel quarto trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi, pari al 45,3%), industriale (-1,96 miliardi di metri cubi, pari al 18,7%), grossisti (-1,58 miliardi di metri cubi, pari al 18,8%), per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva. In lieve aumento le vendite in borsa (+0,48 miliardi di metri cubi, pari al 25,4%) ed ai clienti residenziali (+0,10 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%) a seguito delle temperature più rigide registrate in particolare nei primi e negli ultimi mesi dell'anno.

Le vendite a importatori in Italia (3,73 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,61 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,1%, essenzialmente per effetto della crisi economica.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (11,24 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,17 miliardi di metri cubi, pari al 23,9%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in particolare sui mercati di: (i) Francia (+1,3 miliardi di metri cubi); (ii) Nord Europa (+0,93 miliardi di metri cubi); (iii) Ungheria (+0,4 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA (5,81 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,18 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 3,2%.

■ Divisione Refining & Marketing

■ Approvvigionamenti e commercializzazione

Nel 2009 sono state acquistate 26,70 milioni di tonnellate di petrolio (26,42 milioni nel 2008) quasi interamente da Eni Trading & Shipping SpA (23,35 milioni dal settore) e 2,92 milioni di tonnellate di semilavorati (3,39 milioni nel 2008) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2008	**2009**	assoluta	%
Approvvigionamento Eni estero	22,51	23,35	0,84	3,7
Produzione Eni nazionale	2,72	2,11	(0,61)	(22,4)
Approvvigionamento Eni nazionale	0,85	0,80	(0,05)	(5,9)
Totale	**26,08**	**26,26**	**0,18**	**0,7**
Acquisti *spot*	0,20	0,29	0,09	45,7
Contratti a termine	0,15	0,15	0,01	3,4
	26,42	**26,70**	**0,28**	**1,0**

■ Raffinazione

Nel 2009, le lavorazioni in conto proprio (29,39 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1 milione di tonnellate rispetto al 2008 (30,39 milioni di tonnellate) in particolare sulle raffinerie di Gela, Livorno e Taranto. La riduzione delle lavorazioni in conto proprio riflette scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole.
Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 24,02 milioni di tonnellate (25,59 milioni nel 2008) in diminuzione di circa 1,57 milioni di tonnellate, pari al 6,1%.
Il 19,5% del petrolio lavorato (5,11 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (25,8% nel 2008).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2008	**2009**	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,59	24,02	(1,57)	(6,1)
Lavorazioni in conto terzi	(1,37)	(0,49)	0,88	(64,2)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,17	5,87	(0,30)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio	**30,39**	**29,4**	**(0,99)**	**(3,3)**
Consumi e perdite	(1,34)	(1,36)	(0,02)	1,5
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**29,05**	**28,04**	**(1,01)**	**(3,5)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	6,05	4,74	(1,31)	(21,7)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,26)	(0,01)	4,0
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**34,85**	**32,52**	**(2,33)**	**(6,7)**

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2008	**2009**	assoluta	%
Gasolio	11,21	11,03	(0,18)	(1,6)
Benzine	7,11	7,30	0,19	2,7
Olio Combustibile	3,98	3,72	(0,26)	(6,5)
Cherosene	1,25	1,19	(0,06)	(4,8)
Virgin nafta	1,85	1,74	(0,11)	(5,9)
Basi Lubrificanti	0,60	0,49	(0,11)	(18,3)
GPL	0,55	0,52	(0,03)	(5,5)
Altri	2,50	2,05	(0,45)	(18,0)
Totale	**29,05**	**28,04**	**(1,01)**	**(3,5)**

Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2008	**2009**	assoluta	%
Rete	8,81	9,03	0,22	2,5
Extrarete	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
	19,96	**18,59**	**(1,37)**	**(6,9)**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	5,70	5,43	(0,27)	(4,7)
Altre vendite [a]	5,55	5,56	0,01	0,2
Petrolchimica	1,69	1,31	(0,38)	(22,5)
Vendite in Italia	**32,90**	**30,89**	**(2,01)**	**(6,1)**
Vendite a terzi estero	1,00	0,75	(0,25)	(25,0)
Vendite a società del Gruppo all'estero	0,95	0,88	(0,07)	(7,4)
Vendite in Italia e all'estero	**34,85**	**32,52**	**(2,33)**	**(6,7)**

(a) Comprende le vendite a società petrolifere e *trader*.

Le vendite di prodotti petroliferi (32,52 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2,33 milioni di tonnellate, pari al 6,7%, per effetto principalmente della recessione economica in atto.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto delle campagne promozionali e delle politiche di *pricing* attuate nel corso dell'anno. In particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself", e dell'apertura di nuovi punti vendita. In aumento le vendite di gasolio.

La quota di mercato è in aumento di 0,9 punti percentuali, passando dal 30,6% al 31,5%; l'erogato medio a marchio Agip è in lieve aumento rispetto al 2008 (da 2.470 a 2.482 mila litri).

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione è costituita da 4.474 stazioni di servizio, di cui circa il 74% di proprietà, con un incremento di 65 unità rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (90 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla chiusura di impianti a basso erogato (24 unità) e dal mancato rinnovo di 8 concessioni autostradali.

VENDITE SUL MERCATO RETE

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2008	**2009**	assoluta	%
Gasolio	5,50	5,74	0,24	4,4
Benzine	3,11	3,05	(0,06)	(1,9)
GPL	0,19	0,22	0,03	15,8
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Metano	0,00	0,01	0,01	0,0
Totale	**8,81**	**9,03**	**0,22**	**2,5**
Numero stazioni di servizio	4.409	4.474	65,00	1,5

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,59 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 14,3%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuta alla recessione economica.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 5,43 milioni di tonnellate (5,70 milioni nel 2008) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) a Eni Trading & Shipping SpA (3,53 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela SpA (0,91 milioni di tonnellate).

Le altre vendite (5,56 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente allineate all'anno 2008.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,31 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 375 mila tonnellate, pari al 22%, in relazione al calo della domanda per effetto della recessione economica internazionale.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	2008	**2009**	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	589	683	94	16,0
di cui ricerca esplorativa	*117*	*63*	*(54)*	*(46,2)*
Divisione Gas & Power	9	8	(1)	(11,1)
Divisione Refining & Marketing	725	515	(210)	(29,0)
Corporate	50	35	(15)	(30,0)
Investimenti tecnici	**1.373**	**1.241**	**(132)**	**(9,6)**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (683 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli *asset* esistenti (602 milioni di euro; 456 nel 2008) e l'attività esplorativa (63 milioni di euro; 117 nel 2008).
Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Barbara, Annalisa, Cervia, Luna e Trecate); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo Annamaria e Bonaccia est; (iv) la manutenzione delle strutture e degli impianti esistenti.
Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente l'Italia meridionale. Sono stati svolti studi geologici e geofisici che hanno portato alla individuazione di nuove aree di potenziale interesse esplorativo nell'*offshore* siciliano e ionico per le quali sono state presentate istanze di permesso.
Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (8 milioni di euro) hanno riguardato principalmente l'attività di *re-branding*.
Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (515 milioni di euro), hanno riguardato essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica (391 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto, per la logistica e oleodotti (8 milioni di euro) e interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (58 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (101 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (76 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (5 milioni di euro); (iii) il GPL (13 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 63 milioni di euro (12% del totale).
Gli investimenti tecnici della Corporate (35 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

■ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 173 milioni di euro (170 milioni di euro nel 2008), di cui 97 milioni di euro riferiti alla Divisione Exploration & Production, 22 milioni di euro alla Divisione Refining & Marketing e 54 milioni di euro alla Corporate.

■ Operazioni straordinarie

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2009 sono state effettuate diverse operazioni straordinarie.
In primo luogo, nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *up stream* è stato definito un programma di razionalizzazione di alcune attività minerarie in Italia che ne prevede la concentrazione in base alla collocazione geografica in società di nuova costituzione.
In attuazione di tale programma, il 18 dicembre 2009, con efficacia dal 31 dicembre, sono stati effettuati i seguenti conferimenti:
- alla società interamente posseduta Società Padana Energia SpA, il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" che raggruppa dodici titoli minerari in Lombardia ed Emilia Romagna;
- alla società interamente posseduta Società Adriatica Idrocarburi SpA, il ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" che raggruppa venti titoli minerari situati in tali regioni;
- alla società interamente posseduta Società Ionica Gas SpA, il ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" che raggruppa cinque titoli minerari situati in Calabria.

Per la prima e la seconda società sono in corso trattative di vendita a terzi e pertanto le relative partecipazioni sono state classificate nelle "Attività destinate alla vendita".
Nell'ambito dei processi di unificazione delle funzioni di *staff* sono stati effettuati:
- la cessione del ramo d'azienda "Amministrazione e Bilancio" di Eni SpA a favore della Eni Administration & Financial Service SpA (ex Sofid SpA). L'atto di cessione è stato stipulato in data 30 novembre 2009, con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2009;
- l'acquisizione del ramo d'azienda "Gestione amministrativa del personale e *payroll*" da Eniservizi SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 30 marzo 2009, con efficacia giuridica dal 1° aprile 2009.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio di esercizio 2009 che sottoponiamo alla vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.061 milioni di euro.

■ Conto economico

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
47.758	Ricavi della gestione caratteristica [a]	47.605	32.542	(15.063)	(31,6)
174	Altri ricavi e proventi [a]	215	270	55	25,6
(43.610)	Costi operativi [a]	(45.117)	(30.293)	14.824	32,9
21	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*21*		*(21)*	
(1.456)	Altri proventi e oneri operativi [b]	505	(163)	(668)	
(863)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.121)	(1.053)	68	6,1
2.003	**Utile operativo**	**2.087**	**1.303**	**(784)**	**(37,6)**
69	Proventi (oneri) finanziari netti	157	(345)	(502)	
4.953	Proventi netti su partecipazioni	4.807	4.753	(54)	(1,1)
	di cui (oneri) proventi non ricorrenti		*(250)*	*(250)*	
7.025	**Utile prima delle imposte**	**7.051**	**5.711**	**(1.340)**	**(19,0)**
(425)	Imposte sul reddito	(306)	(650)	(344)	
6.600	**Utile netto**	**6.745**	**5.061**	**(1.684)**	**(25,0)**
(341)	Esclusione (utile)/perdita di magazzino [c]	422	(329)	(751)	
6.259	**Utile netto a valori correnti** [c]	**7.167**	**4.732**	**(2.435)**	**(34,0)**

(a) A decorrere dal 2009 trova applicazione la disposizione dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" (vedi paragrafo "Criteri di valutazione e redazione"). In coerenza, i dati relativi all'esercizio 2007 e 2008 sono stati riclassificati.
(b) Con riferimento allo schema di conto economico, ai fini di una migliore rappresentazione, la variazione di *fair value* dei derivati non di copertura su *commodity*, inclusi gli effetti del regolamento, è rilevata nel risultato operativo alla voce "Altri proventi e oneri operativi". In coerenza, i dati relativi all'esercizio 2007 e 2008 sono stati riclassificati.
(c) L'utile/perdita di magazzino è dato dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

L'utile netto di 5.061 milioni di euro è diminuito di 1.684 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 25%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione dell'utile operativo (784 milioni di euro), dovuta principalmente alla minore *performance* delle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing a causa del peggior scenario di mercato, parzialmente compensata dal maggior valore delle scorte, dalla migliore *performance* della divisione Gas & Power e dai minori costi della Corporate; (ii) dei maggiori oneri finanziari netti (502 milioni di euro); (iii) delle maggiori imposte sul reddito (344 milioni di euro).

■ Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
3.197	Divisione Exploration & Production	4.021	2.644	(1.377)	(34,2)
20.892	Divisione Gas & Power	25.877	18.209	(7.668)	(29,6)
26.719	Divisione Refining & Marketing	21.565	14.014	(7.551)	(35,0)
717	Corporate	819	813	(6)	(0,7)
(3.767)	Elisioni	(4.677)	(3.138)	1.539	(32,9)
47.758		**47.605**	**32.542**	**(15.063)**	**(31,6)**

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (2.644 milioni di euro) sono diminuiti di 1.377 milioni di euro, pari al 34,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-27,1%); (ii) della riduzione del prezzo di vendita in euro del greggio (-31,4%); (iii) della riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 10,6 milioni di boe (da 64,1 a 53,5 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (18.209 milioni di euro) sono diminuiti di 7.668 milioni di euro, pari al 29,6%, a seguito essenzialmente: (i) dell'andamento dei parametri energetici di riferimento sui prezzi di vendita, (ii) dei minori volumi di gas naturale venduti in Italia (-12,95 miliardi di metri cubi), in particolare nei segmenti termoelettrico (-8,01 miliardi di metri cubi), industriali (-1,96 miliardi di metri cubi) e grossisti (-1,58 miliardi di metri cubi) in conseguenza della crisi economica e della pressione competitiva per la maggiore disponibilità di gas sul mercato dovuta all'entrata in esercizio nell'ottobre 2009 del terminale di rigassificazione di GNL *offshore* nell'Alto Adriatico e all'entrata a regime del potenziamento dei gasdotti di importazione.

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (14.014 milioni di euro) sono diminuiti di 7.551 milioni di euro, pari al 35%, a seguito essenzialmente: (i) della significativa riduzione dei prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi; (ii) della contrazione dei volumi venduti. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Altri ricavi e proventi

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
65	Locazioni, affitti e noleggi	68	77	9	13,2
36	Proventi per attività in *joint venture*	45	46	1	2,2
7	Plusvalenze da vendite di attività materiali	8	14	6	75,0
66	Altri proventi	94	133	39	41,5
174		**215**	**270**	**55**	**25,6**

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 77 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).
I proventi per attività in *joint venture* di 46 milioni di euro riguardano l'addebito ai *partners* delle prestazioni interne.

Costi operativi

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
42.660	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	44.084	29.216	(14.868)	(33,7)
11	*di cui oneri (proventi) non ricorrenti*	*(21)*		*21*	
950	Costo lavoro	1.033	1.077	44	4,3
(32)	*di cui oneri (proventi) non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)*				
43.610		**45.117**	**30.293**	**(14.824)**	**(32,9)**

I **costi operativi** sostenuti nel 2009 (30.293 milioni di euro) sono diminuiti di 14.824 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 32,9%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (29.216 milioni di euro) sono diminuiti di 14.868 milioni di euro e riguardano:

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
896	Divisione Exploration & Production	1.053	881	(172)	(16,3)
19.197	Divisione Gas & Power	24.395	17.239	(7.156)	(29,3)
25.454	Divisione Refining & Marketing	22.119	13.144	(8.975)	(40,6)
792	Corporate	1.316	1.024	(292)	(22,2)
(3.767)	Elisioni	(4.684)	(3.142)	1.542	(32,9)
88	Eliminazione utili interni [a]	(115)	70	185	
42.660		**44.084**	**29.216**	**(14.868)**	**(33,7)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi non includono per l'esercizio 2009 ***oneri non ricorrenti***.

Il **costo lavoro** di 1.077 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
241	Divisione Exploration & Production	278	297	19	6,8
129	Divisione Gas & Power	132	127	(5)	(3,8)
353	Divisione Refining & Marketing	376	366	(10)	(2,7)
227	Corporate	247	287	40	16,2
950		**1.033**	**1.077**	**44**	**4,3**

Il **costo lavoro** della Divisione Exploration & Production (297 milioni di euro) è aumentato di 19 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori incentivi all'esodo e della normale dinamica retributiva, in parte compensati dalla riduzione dell'organico.

Il **costo lavoro** della Corporate (287 milioni di euro) è aumentato di 40 milioni di euro principalmente per effetto: (i) dell'incremento dell'occupazione media, dovuto al proseguimento di operazioni di accentramento delle attività in capo a Corporate (in particolare nelle direzioni Risorse Umane e Organizzazione, Approvvigionamenti e Legale), parzialmente compensato da efficienze diffuse e dalla cessione del ramo d'azienda "Amministrazione e Bilancio" ad Eni Administration & Financial Service SpA; (ii) della normale dinamica retributiva; (iii) dei maggiori incentivi all'esodo.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2009 è indicato nelle tabelle seguenti:

Esercizio 2007		2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
	Categorie contrattuali				
552	Dirigenti	592	549	(43)	(7,3)
3.836	Quadri	4.079	3.936	(143)	(3,5)
6.536	Impiegati	6.578	6.275	(303)	(4,6)
1.507	Operai	1.459	1.303	(156)	(10,7)
12.431		**12.708**	**12.063**	**(645)**	

Esercizio 2007		2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
	Divisioni				
3.394	Exploration & Production	3.497	3.173	(324)	(9,3)
1.854	Gas & Power	1.766	1.702	(64)	(3,6)
4.814	Refining & Marketing	4.852	4.624	(228)	(4,7)
2.369	Corporate	2.593	2.564	(29)	(1,1)
12.431		**12.708**	**12.063**	**(645)**	

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
498	Divisione Exploration & Production	499	445	(54)	(10,8)
2	Divisione Gas & Power	3	4	1	33,3
340	Divisione Refining & Marketing	587	559	(28)	(4,8)
23	Corporate	32	45	13	40,6
863		**1.121**	**1.053**	**(68)**	**(6,1)**

La diminuzione degli **ammortamenti** della Divisione Exploration & Production di 54 milioni di euro è dovuta essenzialmente: (i) alla diminuzione dei costi di ricerca esplorativa (59 milioni di euro); (ii) alla diminuzione dell'ammortamento dei costi di abbandono (37 milioni di euro) indotti essenzialmente dalla revisione delle stime e dai minori tassi di inflazione e di sconto previsti. Questi effetti sono in parte compensati dall'aumento degli ammortamenti di sviluppo dovuti all'entrata in produzione di nuovi impianti nella Concessione Val d'Agri e nell'*offshore* adriatico e ionico (40 milioni di euro).

La diminuzione degli **ammortamenti** e delle **svalutazioni** della Divisione Refining & Marketing di 28 milioni di euro, pari al 4,8%, è dovuta essenzialmente alle minori svalutazioni (281 milioni di euro nel 2009) rispetto a quelle registrate nell'esercizio 2008 (297 milioni di euro).

Altri proventi ed oneri operativi

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
(1.510)	Divisione Exploration & Production	752	(333)	(1.085)	(144,3)
32	Divisione Gas & Power	(247)	159	406	(164,4)
(25)	Divisione Refining & Marketing		11	11	
47	Corporate				
(1.456)		**505**	**(163)**	**(668)**	**(132,3)**

Gli **altri oneri operativi** della Divisione Exploration & Production (333 milioni di euro) sono dovuti ai regolamenti dell'anno ed alla variazione negativa del *fair value* di derivati, classificati come "*cash flow hedge*" nel bilancio consolidato, posti in essere nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe al 31 dicembre 2009. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi di Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico.

Gli **altri proventi operativi** della Divisione Gas & Power (159 milioni di euro) sono aumentati di 406 milioni di euro essenzialmente per effetto della variazione positiva del *fair value* e dei proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura, associabili a contratti di vendita di gas e di energia elettrica a prezzi fissi.

Utile operativo

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
99	Divisione Exploration & Production	3.004	767	(2.237)	(74,5)
1.615	Divisione Gas & Power	1.128	1.028	(100)	(8,9)
637	Divisione Refining & Marketing	(1.408)	74	1.482	
(260)	Corporate	(752)	(496)	256	34,0
(88)	Eliminazione utili interni [a]	115	(70)	(185)	
2.003	**Utile operativo**	**2.087**	**1.303**	**(784)**	**(37,6)**
(544)	Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]	670	(530)	(1.200)	
1.459	**Utile operativo a valori correnti**	**2.757**	**773**	**(1.984)**	**(72,0)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.
(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti, con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Divisione Exploration & Production

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
99	**Utile operativo**	**3.004**	**767**	**(2.237)**	**(74,5)**
	Esclusione (utile) perdita di magazzino				
99	**Utile operativo a valori correnti**	**3.004**	**767**	**(2.237)**	**(74,5)**
(9)	*di cui Oneri (proventi) non ricorrenti*				

L'**utile operativo a valori correnti** della Divisione Exploration & Production (767 milioni di euro) è diminuito di 2.237 milioni di euro, pari al 74,5%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-27,1%); (ii) della riduzione del prezzo di vendita in euro del greggio (-31,4%); (iii) della riduzione dei volumi venduti di idrocarburi; (iv) degli oneri su derivati. Tali effetti sono parzialmente assorbiti dalla diminuzione dei costi operativi e degli ammortamenti.

Divisione Gas & Power

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var.%
1.615	**Utile operativo**	**1.128**	**1.028**	**(100)**	**(8,9)**
44	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(442)	226	668	
1.659	**Utile operativo a valori correnti**	**686**	**1.254**	**568**	**82,8**
(43)	*di cui Oneri (proventi) non ricorrenti*				

L'**utile operativo a valori correnti** della Divisione Gas & Power (1.254 milioni di euro) è aumentato di 568 milioni di euro, pari all'82,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'andamento positivo dei parametri energetici; (ii) dell'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine; (iii) dell'utilizzo per esuberanza del fondo oneri per contributi allacciamento; (iv) dei minori accantonamenti effettuati nell'anno ai fondi rischi ed oneri; (v) dell'effetto positivo dei derivati su *commodity*. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione dei volumi venduti di gas nel mercato italiano e alla riduzione dei margini per effetto della pressione competitiva in relazione all'ampia disponibilità di gas sul mercato; (ii) dai maggiori accantonamenti per svalutazione crediti.

Divisione Refining & Marketing

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
637	**Utile (perdita) operativa**	**(1.408)**	**74**	**1.482**	
(730)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.283	(906)	(2.189)	
(93)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(125)**	**(832)**	**(707)**	
38	*di cui Oneri (proventi) non ricorrenti*	*(21)*		*21*	

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (832 milioni di euro) è aumentata di 707 milioni di euro. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (21 milioni di euro), la perdita operativa aumenta di 686 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della flessione del risultato dell'attività raffinazione principalmente determinata dal peggioramento dello scenario di raffinazione, parzialmente compensato dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro, dall'impatto positivo delle migliori *performance* e dei minori costi di fermata delle raffinerie; (ii) del peggioramento del risultato dell'attività commerciale extrarete, in particolare nei *business* avio e prodotti speciali (bitumi); (iii) del peggioramento del risultato dell'attività commerciale rete per effetto dell'andamento dello scenario, parzialmente compensato dall'incremento dei volumi. Tali effetti negativi sono stati in parte assorbiti dai minori costi delle strutture di *staff* e dai minori costi per oneri ambientali.

Corporate

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
(260)	**Utile (perdita) operativa**	**(752)**	**(496)**	**256**	
	Esclusione (utile) perdita di magazzino				
(260)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(752)**	**(496)**	**256**	
(7)	*di cui Oneri (proventi) non ricorrenti*				

La **perdita operativa** della Corporate (496 milioni di euro) è diminuita di 256 milioni di euro rispetto al 2008 a seguito essenzialmente: (i) del venir meno degli oneri rilevati nel 2008 relativi al "Contributo volontario Fondo di solidarietà" ex Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (200 milioni di euro); (ii) dei minori accantonamenti al fondo contenziosi legali (82 milioni di euro) e dei minori accantonamenti ad altri fondi rischi ed oneri (47 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento del costo lavoro (40 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
(231)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	**(467)**	**(551)**	**(84)**
(499)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(789)	(631)	158
32	- Interessi attivi su depositi e c/c	13	3	(10)
236	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	323	77	(246)
	- Altri	(14)		14
(17)	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	**23**	**8**	**(15)**
(16)	**Differenze di cambio**	**150**	**(78)**	**(228)**
303	**Altri proventi (oneri) finanziari**	**398**	**234**	**(164)**
292	- Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	392	256	(136)
25	- Proventi su crediti d'imposta	33		(33)
(63)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (*accreation discount*)	(77)	(77)	0
49	- Altri	50	55	5
39		**104**	**(387)**	**(491)**
30	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	53	42	(11)
69		**157**	**(345)**	**(502)**

Proventi netti su partecipazioni

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
5.499	Dividendi	5.692	4.903	(789)
3	Altri proventi	14	1.361	1.347
5.502	**Totale proventi**	**5.706**	**6.264**	**558**
(549)	Svalutazioni e perdite	(899)	(1.511)	(612)
4.953		**4.807**	**4.753**	**(54)**

I proventi e gli oneri sono analizzati nella tabella seguente:

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
	Dividendi			
3.094	Eni International BV	3.235	3.698	463
264	Snam Rete Gas SpA	215	249	34
651	Italgas SpA	255	219	(36)
173	Union Fenosa Gas SA	185	138	(47)
55	Saipem SpA	83	104	21
475	Stoccaggi Gas Italia SpA	148	82	(66)
126	Galp Energia SA	87	64	(23)
9	EniPower SpA	38	57	19
	Eni Coordination Center SA	58	53	(5)
62	Ecofuel SpA	53	53	
69	Eni Administration & Financial Service SpA	156	39	(117)
	LNG Shipping SpA	36	36	
	Eni Trading & Shipping SpA		27	27
64	Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64	26	(38)
32	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	23	14	(9)
	Tecnomare SpA	28	13	(15)
294	Eni Investment Plc	917		(917)
49	Eni Gas Transport Deutschland SpA	45		(45)
47	Padana Assicurazioni SpA	40		(40)
10	Transmediterranean Pipeline Co Ltd	9		(9)
	Eni Hellas SpA	5		(5)
25	Altre	12	31	19
5.499		**5.692**	**4.903**	**(789)**
	Altri proventi			
	Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA		906	906
	Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA		451	451
	Vendita azioni Padana Assicurazioni SpA a Helvezia	7		(7)
3	Altre	7	4	(3)
3		**14**	**1.361**	**1.347**
5.502	**Totale proventi**	**5.706**	**6.264**	**558**

Gli altri proventi di 1.361 milioni di euro riguardano essenzialmente la plusvalenza derivante dalla vendita, perfezionata in data 30 giugno 2009, del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas SpA, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro).

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
	Svalutazioni			
	Polimeri Europa SpA	337	516	179
351	Syndial SpA	312	429	117
19	Eni Angola SpA	138	169	31
143	Ieoc SpA	74	104	30
	Inversora de Gas Cuyana SA		9	9
	Distribuidora de Gas del Centro SA		8	8
	Eni Medio Oriente SpA		6	6
33	Eni Timor Leste SpA	14	5	(9)
3	Altre minori (inferiori a 5 milioni di euro)	24	15	(9)
	Altri oneri			
	Oneri per cessione Snamprogetti SpA		250	250
549	**Totale oneri**	**899**	**1.511**	**612**

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA si riferiscono all'accantonamento al fondo rischi diversi stanziato in relazione alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Imposte sul reddito

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
	Imposte correnti			
(429)	IRES	(1.270)	(507)	763
(182)	IRAP	(185)	(110)	75
	Addizionale Libia		(238)	(238)
(611)		**(1.455)**	**(855)**	**600**
(307)	Imposta sostitutiva legge 244/07			
	Imposta sostitutiva legge 133/08	(227)	47	274
738	Storno fiscalità differita	521		(521)
431	Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**294**	**47**	**(247)**
23	Imposte differite	186	104	(82)
(268)	Imposte anticipate	669	54	(615)
(245)		**855**	**158**	**(697)**
(425)		**(306)**	**(650)**	**(344)**

Le imposte sul reddito di 650 milioni di euro aumentano di 344 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) degli effetti dell'applicazione della normativa introdotta dall'art. 81, comma 23, lettera a-bis della legge n. 133/08 (358 milioni). Tale normativa ha previsto per le imprese del settore petrolifero: nell'esercizio 2008, il riallineamento obbligatorio delle differenze tra il valore di libro delle scorte – determinato secondo il metodo del costo medio ponderato – e quello fiscalmente riconosciuto – determinato secondo il metodo LIFO – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva (con un provento netto di 294 milioni di euro, come differenza tra il rilascio della fiscalità differita relativa alle suddette differenze e l'imposta sostitutiva dovuta); nell'esercizio 2009, in presenza di un decremento delle scorte, il ripristino del disallineamento e la riliquidazione dell'imposta sostitutiva calcolati con riferimento alle quantità decrementate (con un onere netto di 64 milioni di euro, quale differenza tra le maggiori imposte correnti relative alla variazione delle scorte ed il provento per l'imposta sostitutiva riliquidata); (ii) dalla rilevazione nel 2008 degli effetti dell'adeguamento della fiscalità differita, determinato dalla rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni previsto dalla legge finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (275 milioni di euro); (iii) dell'introduzione di una nuova addizionale Ires in applicazione della legge 6 febbraio 2009 n. 7, a seguito della ratifica ed esecuzione del Trattato di amicizia, partenariato e cooperazione tra la Repubblica italiana e la Libia (238 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dalle minori imposte conseguenti al minor risultato operativo (276 milioni di euro); (ii) dalle minori imposte conseguenti ai maggiori oneri finanziari netti (171 milioni di euro);

(iii) dall'effetto dell'adeguamento netto della fiscalità anticipata e differita resosi necessario a seguito dell'aumento di un punto percentuale dell'aliquota dell'addizionale IRES prevista dalla legge n. 133/08, disposto dall'art. 56, comma 3, della legge n. 99 del 23 luglio 2009 (31 milioni di euro) la cui decorrenza è stata prudenzialmente considerata dal corrente esercizio; (iv) dall'iscrizione di un provento a seguito del riconoscimento della parziale deducibilità dell'Irap dall'Ires per le annualità dal 2004 al 2007 ai sensi dell'art. 6 legge n. 2/2009 (26 milioni di euro); (v) delle minori imposte stanziate con riferimento alle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni (26 milioni di euro); da altri fenomeni di minore importo.

Il rigiro di imposte differite di 104 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) al rigiro delle imposte stanziate con riferimento alle svalutazioni dei crediti dedotte extracontabilmente (57 milioni di euro); (ii) al rigiro delle imposte stanziate con riferimento alle differenze di cambio attive non realizzate, al netto dei relativi stanziamenti dell'anno (27 milioni di euro); (iii) alle imposte stanziate in relazione al minor valore fiscale delle partecipazioni cedute nel corso dell'esercizio rispetto a quello di bilancio (18 milioni di euro); (iv) alla quota di ammortamento dei cespiti relativa alla capitalizzazione del fondo di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari (13 milioni di euro) compensato da altri fenomeni di minore importo.

Lo stanziamento di imposte anticipate di 54 milioni di euro è essenzialmente dovuto alle imposte relative: (i) all'accantonamento a fondi rischi fiscalmente non riconosciuti (228 milioni di euro); (ii) alle svalutazioni di cespiti fiscalmente non riconosciute, al netto degli utilizzi e degli ammortamenti sui beni svalutati (92 milioni di euro); (iii) all'adeguamento della fiscalità anticipata resosi necessario per effetto dell'aumento di un punto percentuale dell'aliquota dell'addizionale Ires di cui alla legge n. 133/08, disposto dall'art. 56, comma 3, della legge n. 99 del 23 luglio 2009 (42 milioni di euro); (iv) agli ammortamenti fiscalmente non deducibili (17 milioni di euro). Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dall'utilizzo di fondi rischi tassati (237 milioni di euro); (ii) dall'utilizzo del fondo svalutazione magazzino non dedotto (60 milioni di euro); (iii) dalle differenze di cambio passive non realizzate, al netto dei relativi rigiri (22 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

La differenza tra il *tax rate* effettivo (11,39%) e teorico (35,63%), pari al 24,24%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul *tax rate* del 27,73%); (ii) alla cessione di partecipazioni che godono dell'esenzione da tassazione al 95% (con un effetto del 7,67%); (iii) dall'effetto delle imposte stanziate con riferimento alle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni (con un effetto del 3,21%). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibile (con un effetto del 7,50%); (ii) dall'accantonamento relativo alla stima del conguaglio patrimoniale non deducibile da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti dell'Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ (con un effetto dell'1,49%); (iii) dall'effetto della riliquidazione dell'imposta sostitutiva ex legge n. 133/08 contabilizzata nel 2008 (con un effetto sul *tax rate* dell' 1,12%) e da altri fenomeni di minore entità.

■ Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.143	5.930	(213)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.028	1.637	609
Attività immateriali	1.014	988	(26)
Partecipazioni	26.720	29.374	2.654
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	8.804	10.804	2.000
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(303)	(330)	(27)
	43.406	**48.403**	**4.997**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.819	1.266	(553)
Crediti commerciali	8.608	7.006	(1.602)
Debiti commerciali	(5.934)	(4.384)	1.550
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	(371)	1.478	1.849
Fondi per rischi e oneri [a]	(3.189)	(3.208)	(19)
Altre attività (passività) d'esercizio [a]	(2.598)	(2.994)	(396)
	(1.665)	**(836)**	**829**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(305)**	**(306)**	**(1)**
Attività destinate alla vendita		**911**	**911**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**41.436**	**48.172**	**6.736**
Patrimonio netto	**30.049**	**32.144**	**2.095**
Indebitamento finanziario netto	**11.387**	**16.028**	**4.641**
COPERTURE	**41.436**	**48.172**	**6.736**

(a) A decorrere dal 2009 trova applicazione la disposizione dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" (vedi paragrafo "Criteri di valutazione e redazione"). In coerenza, i dati relativi al 31 dicembre 2008 sono stati riclassificati.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 ammonta a 48.172 milioni di euro con un incremento di 6.736 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (48.403 milioni di euro) aumenta di 4.997 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto dell'aumento del valore delle partecipazioni (2.654 milioni di euro) illustrato nella successiva tabella, dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (2.000 milioni di euro), delle scorte d'obbligo di petrolio e prodotti petroliferi (609 milioni di euro); quest'ultimo dovuto essenzialmente all'aumento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Le partecipazioni (29.374 milioni di euro) sono aumentate di 2.654 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2008		**26.720**
Incremento per:		
Interventi sul capitale		
Snam Rete Gas SpA	1.929	
Eni Gas & Power Belgium SA	1.920	
Eni Investments Plc	1.154	
Polimeri Europa SpA	550	
Syndial SpA	328	
Eni International BV	206	
Eni Petroleum Co Inc	196	
Ieoc SpA	85	
Raffineria di Gela Srl	43	
Eni Medio Oriente SpA	11	
Eni Timor Leste SpA	9	
Eni East Africa SpA	4	
		6.435
Acquisizioni		
Toscana Energia Clienti SpA	25	
Messina Fuels SpA	11	
Raffineria di Gela Srl	5	
		41
Altri incrementi		
Società Ionica Gas SpA - conferimento	623	
Altri incrementi	2	
		625
Decremento per:		
Cessioni		
Italgas SpA	(2.016)	
Stoccaggi Gas Italia SpA	(1.136)	
		(3.152)
Svalutazioni e perdite		
Polimeri Europa SpA	(516)	
Syndial SpA	(413)	
Eni Angola SpA	(169)	
Ieoc SpA	(104)	
Inversora de Gas Cuyana SA	(9)	
Distribuidora de Gas del Centro SA	(8)	
Eni Medio Oriente SpA	(6)	
Eni Timor Leste SpA	(5)	
Società Petrolifera Italiana SpA	(5)	
Altre minori (inferiori a 5 milioni di euro)	(10)	
		(1.245)
Altri decrementi		
Eni International Bank ltd - liquidazione	(43)	
Eni Hellas SpA - rimborso riserve	(5)	
Afi Hotels SpA - liquidazione	(2)	
		(50)
Partecipazioni al 31 dicembre 2009		**29.374**

Le partecipazioni al 31 dicembre 2009 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**Valore netto**
Eni International BV	7.626
Eni Gas & Power Belgium SA	4.686
Eni Investments Plc	4.646
Snam Rete Gas SpA	3.920
Eni Petroleum Co Inc	1.181
Polimeri Europa SpA	1.167
EniPower SpA	957
Galp Energia SA	780
Eni Coordination Center SA	726
Società Ionica Gas SpA	623
Union Fenosa Gas SA	442
LNG Shipping SpA	285
Eni Trading & Shipping SpA	282
Eni Administration & Financial Service SpA	241
Eni Hellas SpA	186
Saipem SpA	182
Raffineria di Gela SpA	171
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	133
Raffineria di Milazzo SCpA	126
Tigaz Rt.	116
Eni Insurance Ltd	100
Eni Angola SpA	89
Ieoc SpA	77
Inversora de Gas Cuyana SA	66
Toscana Energia Clienti SpA	59
Distribuidora de Gas del Centro SA	52
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Ecofuel SpA	48
Società Oleodotti Meridionali SpA	42
Servizi Aerei SpA	36
Società Petrolifera Italiana SpA	29
Eni Rete oil&nonoil SpA	27
Eni Fuel Nord SpA	27
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25
Altre (inferiori a 20 milioni di euro)	170
	29.374

Capitale di esercizio netto

I crediti commerciali di 7.006 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e di energia elettrica (4.445 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.083 milioni di euro). La diminuzione di 1.602 milioni di euro è connessa essenzialmente ai minori prezzi di vendita legati essenzialmente all'andamento dei parametri energetici e alla contrazione delle vendite per effetto della recessione economica in atto e della pressione competitiva.

I debiti commerciali di 4.384 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti derivanti dall'acquisto di gas naturale e di energia elettrica (2.036 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.065 milioni di euro). La diminuzione di 1.550 milioni di euro è connessa essenzialmente alla diminuzione dei prezzi di acquisto del gas legato essenzialmente all'andamento del cambio e ai minori volumi acquistati in relazione al calo della domanda.

Le rimanenze di 1.266 milioni di euro diminuiscono di 553 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione dei volumi delle scorte di gas, in parte compensata dal maggior valore delle giacenze di petrolio e di prodotti petroliferi.

I crediti tributari e il fondo imposte netto di 1.478 milioni di euro sono costituiti da debiti tributari per 1.279 milioni di euro, da attività per imposte anticipate per 1.759 milioni di euro e da crediti tributari per 998 milioni di euro. L'aumento di 1.849 milioni di euro è determinato essenzialmente: (i) dal minor debito per IRES ed IRAP correnti determinato al netto degli acconti versati; (ii) dall'eccedenza di versamento dell'acconto IVA rispetto a quanto risultante dalla liquidazione dell'ultimo periodo del 2009; (iii) dal minor debito per imposte sostitutive a fronte dei pagamenti avvenuti.

I fondi per rischi e oneri (3.208 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.150 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (600 milioni di euro); (iii) il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (353 milioni di euro); (iv) il fondo stanziato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (v) il fondo stanziato in relazione agli oneri per cessione Snamprogetti SpA[1] (250 milioni di euro); (vi) il fondo controversie legali (162 milioni di euro).

Le altre passività nette di esercizio (2.994 milioni di euro) aumentano di 396 milioni di euro per effetto principalmente della variazione negativa del *fair value* di derivati su *commodity*[2].

(1) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Proventi netti su partecipazioni".
(2) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Altri proventi e oneri operativi".

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2008		**30.049**
Incremento per:		
Utile netto	5.061	
Operazioni straordinarie *under common control*	1.194	
Costo di competenza delle *stock option* assegnate	13	
		6.268
Decremento per:		
Disitribuzione saldo dividendo 2008	(2.355)	
Acconto sul dividendo 2009	(1.811)	
Diritti decaduti *stock option* - piano 2006	(7)	
		(4.173)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2009		**32.144**

Il patrimonio netto (32.144 milioni di euro) comprende l'effetto delle operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2009 e rilevate a riserva in relazione alla rappresentazione in continuità di valori delle operazioni di *business combination under common control*, tra cui essenzialmente la differenza positiva (1.207 milioni di euro) tra il valore di iscrizione delle partecipazioni nelle neo costituite Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA e Società Padana Energia SpA e il valore di libro dei rispettivi rami d'azienda conferiti.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2009 di 16.028 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2008	**31.12.2009**	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	17.076	21.608	4.532
Debiti finanziari a breve termine	*6.056*	*5.673*	*(383)*
Debiti finanziari a lungo termine	*11.020*	*15.935*	*4.915*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(718)	(428)	290
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.971)	(5.152)	(181)
Indebitamento finanziario netto	**11.387**	**16.028**	**4.641**

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di 4.641 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (6.435 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione (2.354 milioni di euro); (iii) agli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa comprensivi di acquisizioni di rami aziendali (2.003 milioni di euro); (iv) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (v) agli investimenti relativi ad immobilizzazioni materiali ed immateriali (1.241 milioni di euro). Tali fattori sono stati in parte compensati dalla cessione delle partecipazioni di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam Rete Gas SpA (4.509 milioni di euro) e dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (4.753 milioni di euro).

■ Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "*free cash flow*" cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti da operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc).

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
Utile netto	**6.745**	**5.061**	**(1.684)**
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.588	1.524	(2.064)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	3	(1.325)	(1.328)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(5.481)	(4.077)	1.404
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**4.855**	**1.183**	**(3.672)**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	183	808	625
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	6.135	2.762	(3.373)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**11.173**	**4.753**	**(6.420)**
Investimenti tecnici	(1.373)	(1.241)	132
Investimenti in partecipazioni, titoli	(4.159)	(6.491)	(2.332)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa	(820)	(2.003)	(1.183)
Dismissioni	48	4.579	4.531
Altre variazioni relative all'attività di investimento	55	29	(26)
Free cash flow	**4.924**	**(374)**	**(5.298)**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	1.609	(181)	(1.790)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(632)	4.433	5.065
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.678)	(4.165)	1.513
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	51	(3)	(54)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**274**	**(290)**	**(564)**
Free cash flow	**4.924**	**(374)**	**(5.298)**
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.678)	(4.165)	1.513
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(48)	(99)	(51)
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	(300)	(3)	297
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(1.102)**	**(4.641)**	**(3.539)**

■ Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	31.12.2008* Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008* Valori da schema riclassificato	**31.12.2009** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2009** Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.143		5.930
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.028		1.637
Attività immateriali			1.014		988
Partecipazioni	v. nota 10 "Partecipazioni"		26.720		29.374
Attività destinate alla vendita					911
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			8.804		10.804
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	176		1.079	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	v. nota 11 "Altre attività finanziarie"	8.628		9.725	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(303)		(330)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	14		10	
- debiti per attività di investimento	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"	(317)		(340)	
Totale Capitale immobilizzato			**43.406**		**49.314**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.819		1.266
Crediti commerciali	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		8.608		7.006
Debiti commerciali	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"		(5.934)		(4.384)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(371)		1.478
- passività per imposte sul reddito correnti		(687)		(151)	
- passività per altre imposte correnti		(1.179)		(914)	
- attività per imposte sul reddito correnti		7		437	
- attività per altre imposte correnti		149		421	
- attività per imposte anticipate		1.683		1.759	
- altre attività non correnti		63		62	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	88		77	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"	(246)		(161)	
- altre passività (non correnti)	v. nota 23 "Altre passività non correnti"	(249)		(52)	
Fondi per rischi ed oneri			(3.189)		(3.208)
Altre attività (passività) di esercizio:			(2.598)		(2.994)
- altri crediti	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	554		542	
- altre attività (correnti)		1.122		666	
- altre attività (non correnti)	v. nota 13 "Altre attività non correnti"	725		636	
- acconti e anticipi, altri debiti	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"	(838)		(1.320)	
- altre passività (correnti)		(1.339)		(969)	
- altre passività (non correnti)	v. nota 23 "Altre passività non correnti"	(2.822)		(2.549)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(1.665)**		**(836)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(305)**		**(306)**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**41.436**		**48.172**
Patrimonio netto			**30.049**		**32.144**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		11.020		15.935	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		217		2.496	
- passività finanziarie a breve termine		5.839		3.177	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		718		428	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"	4.965		5.148	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie non correnti"	6		4	
Totale Indebitamento finanziario netto			**11.387**		**16.028**
COPERTURE			**41.436**		**48.172**

(*) Alcuni valori del 2008 sono stati riclassificati, come meglio indicato al paragrafo "Criteri di valutazione e redazione".

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (milioni di euro)	31.12.2008 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008 Valori da schema riclassificato	31.12.2009 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2009 Valori da schema riclassificato
Utile netto		**6.745**		**5.061**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		3.588		1.524
- ammortamenti	820		772	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	2.362		593	
- variazioni fondi per rischi e oneri	397		152	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	9		7	
- plusvalenze nette su cessione di attività		3		(1.325)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(5.481)		(4.077)
- dividendi	(5.692)		(4.903)	
- interessi attivi	(800)		(382)	
- interessi passivi	742		592	
- differenze cambio	(50)		(34)	
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	306		650	
- altre variazioni	13			
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale d'esercizio		**4.855**		**1.183**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		183		808
- rimanenze	(107)		1.020	
- crediti commerciali e diversi	(681)		966	
- altre attività	(412)		490	
- debiti commerciali e diversi	509		(1.089)	
- altre passività	874		(579)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		6.135		2.762
- dividendi incassati	5.693		4.904	
- interessi incassati	764		376	
- interessi pagati	(748)		(452)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	426		(2.066)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**11.173**		**4.753**
Investimenti tecnici:		(1.373)		(1.241)
- immobilizzazioni immateriali	(160)		(93)	
- immobilizzazioni materiali	(1.213)		(1.148)	
Investimenti in partecipazioni, titoli		(4.159)		(6.491)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:		(820)		(2.003)
- crediti finanziari strumentali	(819)		(1.989)	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(1)		(14)	
Dismissioni:		48		4.579
- immobilizzazioni immateriali			1	
- immobilizzazioni materiali	11		15	
- partecipazioni	38		4.563	
- in rami d'azienda	(1)			
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		55		29
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	55		29	
Free cash flow		**4.924**		**(374)**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		1.609		(181)
- investimenti (disinvenstimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.609		(181)	
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		(632)		4.433
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine	2.554		7.194	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(3.186)		(2.761)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(5.678)		(4.165)
- dividendi distribuiti	(4.910)		(4.165)	
- acquisto netto di azioni proprie	(768)			
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)		51		(3)
Flusso di cassa netto di periodo		**274**		**(290)**

COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

■ Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2009 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.
Coerentemente alle disposizioni Consob:
- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [a]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	*Benefit* non monetari	Bonus e altri incentivi [b]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765		400		1.165
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430	1	2.824	1.017	4.272
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Paolo Andrea Colombo	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Paolo Marchioni	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	107		10		117
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	163		10		173
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Francesco Taranto	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	153		10		163
Collegio Sindacale								
Ugo Marinelli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	121				121
Roberto Ferranti [c]	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Tiziano Onesti [d]	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84			40	124
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	44				44
Direttori generali								
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12			3	772	734	1.509
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	1.002	745	1.748
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 31.12			2	648	642	1.292
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [e]					15	4.179	4.266	8.460
				2.551	**22**	**9.895**	**7.444**	**19.912**

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.
(b) Relativi all'incentivazione annuale collegata alle *performance* realizzate nel 2008 (6.283 migliaia di euro) e all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006 (3.612 migliaia di euro).
(c) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(d) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei.
(e) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (otto dirigenti).

■ Incentivo di Lungo Termine attribuita agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategiche

1. INCENTIVO MONETARIO DIFFERITO

Il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Relazione sui Compensi" del capitolo "Relazione sul governo societario").
Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2009 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(euro)

Nome e cognome		**Incentivo base attribuito**
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	786.500
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione E&P	340.000
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P	349.500
Angelo Caridi	Direttore Generale Divisione R&M	307.000
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]		1.612.000

(a) 8 dirigenti.

In relazione alla delibera del Consiglio di Amministrazione di Eni di non attuare per l'anno 2009 il Piano di *stock option* e all'obbligazione nei confronti dell'Amministratore Delegato di adottare uno strumento alternativo di incentivazione con lo stesso effetto economico qualora il piano non fosse operativo, è stato approvato per l'Amministratore Delegato un nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine, di tipo monetario, a compensazione ed in sostituzione del Piano di *stock option* 2009, con valore e caratteristiche coerenti al precedente Piano. Tale Piano prevede, quale condizione di *performance*, le variazioni del parametro utile netto *adjusted* + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A) misurato nel triennio 2009-2011 in termini relativi rispetto alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. L'importo attribuito nel 2009 di 2.716.391 euro sarà erogato nel 2012, al termine dei tre anni di *vesting*, in percentuale compresa tra zero e 130 dell'importo attribuito, sulla base dei risultati di *performance* conseguiti nel triennio di riferimento.

2. STOCK OPTION

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate nominativamente le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Per l'anno 2009 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'eliminazione del Piano di *stock option*.

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale DivisioneG&P		Direttore generale DivisioneR&M		Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]	
Nome e cognome		Paolo Scaroni [b]	Claudio Descalzi	Domenico Dispenza		Angelo Caridi			
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:									
- numero opzioni		2.587.500	264.000	380.000	142.000 [c]	150.500	122.000 [d]	1.671.000	80.500 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,767	24,009	24,142	4,399	22,534	21,098	23,660	21,545
- scadenza media in mesi		55	55	56	54	65	48	56	48
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni									
- prezzo di esercizio	(euro)								
- scadenza media in mesi									
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni									35.600 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)								17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)								22,264
Opzioni decadute nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni		360.930	40.280	64.925			14.700 [d]	233.995	8.900 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,100	23,100	23,100			17,519	23,100	17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	14,079	14,079	14,079			12,240	14,079	12,240
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:									
- numero opzioni		2.226.570	223.720	315.075	142.000 [c]	150.500	107.300 [d]	1.437.005	36.000 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,875	24,173	24,357	4,399	22,534	21,588	23,751	26,521
- scadenza media in mesi		45	46	46	42	53	36	46	43

(a) 8 dirigenti.
(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione nel 2007 di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro; relativamente all'attribuzione 2006 di tale incentivo con valore di 96.000 euro e prezzo di esercizio di 23,1 euro, non si sono determinate le condizioni per la sua erogazione, in quanto il prezzo del titolo Eni è risultato inferiore al prezzo di esercizio al termine del periodo triennale di *vesting*.
(c) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(d) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.
(e) Opzioni su azioni Saipem.

Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento per l'anno 2009 di 244.435,07 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle *performance* del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno. Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2008	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2009
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	58.549			58.549
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200	2.002		4.202
Paolo Marchioni	Eni SpA		600		600
Francesco Taranto	Eni SpA	500			500
Collegio sindacale					
Roberto Ferranti	Eni SpA	1.000			1.000
	Snam Rete Gas SpA	1.000	913		1.913
Direttori generali					
Claudio Descalzi	Eni SpA	24.455			24.455
Angelo Caridi	Eni SpA	40.595			40.595
	Snam Rete Gas SpA	42.269	48.318		90.587
Domenico Dispenza	Eni SpA	99.715			99.715
	Snam Rete Gas SpA	153.800	146.157		299.957
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]	Eni SpA	18.255	3.700	950	21.005
	Saipem SpA	500	35.600 [b]	36.100	
	Snam Rete Gas SpA	2.200	2.500	4.700	

(a) 6 dirigenti.
(b) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock option*.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Stock option

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria. Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti[1] di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile[2].

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati

1) Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.
2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Il regime fiscale delle opzioni, per i soggetti residenti in Italia, prevede che la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio e il relativo prezzo di esercizio concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo stato estero di residenza.
Di seguito sono descritti i dettagli dei piani di *stock option* in essere.

PIANI 2002-2004 e 2005
Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal Piano di *stock grant* 2003-2005). Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2002	314	15,216 (a)	3.518.500
anno 2003	376	13,743 (b)	4.703.000
anno 2004	381	16,576 (a)	3.993.500
anno 2005	388	22,512 (c)	4.818.500
			17.033.500

(a) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(b) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota a).
(c) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2009, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 11.930.000 opzioni, decadute n. 823.500 opzioni e in essere n. 4.280.000 opzioni.

PIANO 2006-2008

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di *stock option* 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base di criteri approvati.
Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.
Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano, entro la fine dell'anno in cui si conclude il *vesting period*, il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Qualora i suddetti eventi accadano dopo il *vesting period* le opzioni sono esercitabili entro dodici mesi e comunque non oltre la fine del periodo di esercizio.
Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il *vesting period*, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.
La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2006-2008 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2006	338	23,119 (a)	7.050.000
anno 2007	333	27,451 (b)	6.128.500
anno 2008	346	22,540 (b)	7.415.000
			20.593.500

(a) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(b) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2009, in attuazione del piano suddetto, risultano complessivamente esercitate n. 85.900 opzioni, decadute n. 5.305.270 opzioni e in essere n. 15.202.330 opzioni.

L'evoluzione nel 2008 e 2009 dei piani di *stock option* è la seguente:

	2008			2009		
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**
Nuovi diritti assegnati	7.415.000	22,540	22,538			
Diritti esercitati nel periodo	(582.100)	17,054	24,328	2.000	13,743	16,207
Diritti decaduti nel periodo	(975.100)	24,931	19,942	4.073.095	23,374	14,866
Diritti esistenti al 31 dicembre	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**5.184.250**	**21,263**	**16,556**	**7.298.155**	**21,843**	**17,811**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Azioni proprie e di società controllanti

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'azionista, aveva autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro, incluse le azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (359 milioni di azioni), e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro. Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Nel corso dell'esercizio non sono stati effettuati acquisti.
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2009 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	**Numero azioni**	**Costo medio** (euro)	**Costo complessivo** (milioni di euro)	**Capitale sociale** (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966	1.034	1,18
anno 2006	53.125.491	23,354	1.241	1,33
anno 2007	27.559.339	24,694	680	0,69
anno 2008	35.904.735	21,672	778	0,90
anno 2009				
	398.466.853	-	**6.971**	-
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di *stock grant* 2003, 2004 e 2005	(3.498.700)			
- vendute in applicazione dei piani di *stock option* 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006	(12.015.900)			
Azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2009 [a]	**382.952.240**			

(a) Per un valore di libro di 6.757 milioni di euro.

Dall'inizio del programma fino al 29 ottobre 2009, data in cui è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie, sono state acquistate n. 398.466.853 azioni proprie, pari al 9,95% del capitale sociale, per il corrispettivo di circa 6,97 miliardi di euro (in media 17,495 euro per azione).
Al 31 dicembre le azioni in portafoglio ammontano a n. 382.952.240, pari al 9,56% del capitale sociale.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 36 delle Note al bilancio di esercizio.

Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio di esercizio.

Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Per quanto attiene il Gruppo si rinvia al corrispondente paragrafo della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato e per quanto attiene all'andamento operativo dell'Eni si rappresenta quanto segue.

Divisione Exploration & Production

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici di circa 600 milioni di euro.

Relativamente all'attività esplorativa continueranno gli studi geologici e geofisici con l'obiettivo di individuare nuove iniziative esplorative e di razionalizzare il portafoglio titoli minerari. Saranno inoltre acquisiti dati magnetotellurici in Italia meridionale.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione, in particolare con interventi di *sidetrack/infilling* dei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri.

Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Annamaria e Bonaccia Est con avvio della produzione atteso nel 2010, e l'inizio del progetto Guendalina con avvio della produzione atteso nel 2011.

La produzione di idrocarburi nel 2010 è attesa in flessione di circa il 10,8% a seguito dei conferimenti dei tre rami d'azienda "Attività E&P – Pianura Padana", "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P – Area Crotone" avvenuti a fine esercizio che incidono per circa il 15,9%, parzialmente compensati dallo *start up* di nuovi campi nei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico e dalla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri che contrasteranno il naturale declino dei giacimenti maturi di gas.

Divisione Gas & Power

L'impegno per la crescita sul mercato europeo del gas è articolato su più azioni: (i) tenuta della quota di mercato e difesa della *leadership* in Italia nonostante la flessione della domanda e l'azione della concorrenza; (ii) crescita della posizione sui principali mercati europei come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (iii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del gas *equity*.

Inoltre, per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali puntano all'incremento delle opzioni di vendita e allo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico (*Dual offer*) rivolta sia ai clienti residenziali che a quelli *business*; a tal fine strumenti di supporto alla forza vendita (*Customer care*, *Call center*, portali dedicati) diventano fondamentali per rafforzare il rapporto con il mercato e migliorare il grado di conoscenza e di apprezzamento dei servizi innovativi nel settore dell'energia.

La Divisione perseguirà inoltre l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Nel 2010 le vendite di gas in Europa (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previste in calo rispetto ai risultati 2009 (55,03 miliardi di metri cubi nel 2009), con un diverso andamento tra vendite in Italia e all'estero. Infatti all'estero è previsto un incremento per effetto dello sviluppo dell'azione commerciale in particolare nei mercati *target*, mentre in Italia è prevista una riduzione per effetto dell'intensificarsi della pressione competitiva e della maggiore disponibilità di gas sul mercato.

Le vendite di energia elettrica sono previste in aumento rispetto al 2009 (31,18 TWh nel 2009) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione e delle maggiori disponibilità di energia elettrica.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici di circa 646 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica (450 milioni di euro), principalmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e il completamento di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto, per la logistica oleodotti (20 milioni di euro) e interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (103 milioni di euro); (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti (160 milioni di euro), in particolare per la realizzazioni di nuovi impianti (131 milioni di euro) e per una nuova immagine (30 milioni di euro).

Le lavorazioni in conto proprio sono previste in aumento rispetto al 2009 (29,39 milioni di tonnellate nel 2009) per effetto principalmente della piena capacità dei due nuovi impianti *hydrocraking* su Sannazzaro e Taranto e del miglioramento dello scenario dei prezzi petroliferi (TRC previsto in incremento del 18%); tale incremento compensa l'annullamento delle lavorazioni sulla raffineria di Cagliari per la cessione del contratto.

Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete sono previste in aumento rispetto al 2009 (9,03 milioni di tonnellate nel 2009) anche per effetto del cambio immagine a marchio Eni dei punti vendita.

Bilancio di esercizio 2009

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2008(*) Totale	31.12.2008(*) di cui verso parti correlate	31.12.2009 Totale	31.12.2009 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	718.058.527		427.811.301	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita					
Crediti commerciali e altri crediti:	(2)	14.402.775.430	7.367.803.872	13.861.603.430	8.335.254.525
- crediti finanziari		*5.140.456.625*		*6.227.146.894*	
- crediti commerciali e altri crediti		*9.262.318.806*		*7.634.456.536*	
Rimanenze	(3)	1.819.407.811		1.265.537.486	
Attività per imposte sul reddito correnti	(4)	7.397.169		437.339.653	
Attività per altre imposte correnti	(5)	149.433.910		421.029.821	
Altre attività	(6)	1.122.643.066	*690.746.656*	666.222.306	*499.607.387*
		18.219.715.913		**17.079.543.997**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(7)	6.142.811.018		5.930.160.616	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.027.841.428		1.636.783.048	
Attività immateriali	(9)	1.014.560.255		987.766.039	
Partecipazioni	(10)	26.720.323.944		29.373.778.954	
Altre attività finanziarie	(11)	8.633.794.261	*8.613.783.161*	9.729.005.419	*9.705.772.636*
Attività per imposte anticipate	(12)	1.683.017.037		1.759.019.091	
Altre attività	(13)	787.956.920	*522.067.938*	698.199.134	*202.934.305*
		46.010.304.863		**50.114.712.301**	
Attività destinate alla vendita	(14)			911.475.097	
TOTALE ATTIVITÀ		**64.230.020.776**		**68.105.731.395**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	5.839.143.446	*3.536.441.118*	3.177.409.315	*2.597.162.670*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	217.084.197	*1.106.374*	2.496.014.710	*102.788.595*
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	7.334.658.487	*3.013.053.267*	6.204.933.991	*2.737.032.714*
Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	687.167.704		151.223.563	
Passività per altre imposte correnti	(19)	1.178.581.389		914.159.803	
Altre passività	(20)	1.340.156.147	*889.481.627*	968.781.398	*284.035.818*
		16.596.791.370		**13.912.522.780**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(21)	11.019.581.234	*272.260.000*	15.934.562.256	*176.254.882*
Fondi per rischi e oneri	(22)	3.189.091.158		3.208.398.269	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	305.008.074		305.632.836	
Passività per imposte differite					
Altre passività	(24)	3.070.484.725	*853.847.456*	2.600.942.939	*775.834.270*
		17.584.165.191		**22.049.536.300**	
TOTALE PASSIVITÀ		**34.180.956.561**		**35.962.059.079**	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		27.455.522.705		30.686.632.895	
Utile (Perdita) dell'esercizio		6.744.606.179		5.060.639.549	
Acconto sul dividendo		(2.358.640.337)		(1.811.203.318)	
Azioni proprie		(6.756.885.331)		(6.756.857.810)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**30.049.064.215**		**32.143.672.316**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**64.230.020.776**		**68.105.731.395**	

(*) Alcuni valori del 2008 sono stati riclassificati, come meglio indicato al paragrafo "Modifica dei criteri di redazione".

Conto economico

(euro)	Note	2008(*) Totale	2008(*) di cui verso parti correlate	2009 Totale	2009 di cui verso parti correlate
RICAVI	(27)				
Ricavi della gestione caratteristica		47.605.064.656	*10.569.321.359*	32.542.516.370	*7.775.753.164*
Altri ricavi e proventi		215.726.158		269.863.196	
Totale ricavi		**47.820.790.814**		**32.812.379.567**	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(44.084.894.528)	*(22.973.939.502)*	(29.215.917.339)	*(16.793.745.064)*
- di cui non ricorrenti		*20.880.000*			
Costo lavoro		(1.032.703.795)		(1.077.421.416)	
- di cui non ricorrenti					
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121.502.682)		(1.052.944.952)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(29)	505.220.504	*(249.448.586)*	(163.078.025)	*347.849.620*
UTILE OPERATIVO		**2.086.910.313**		**1.303.017.834**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		4.766.012.225	*728.698.254*	3.746.258.365	*405.378.138*
Oneri finanziari		(4.631.614.010)	*(240.579.286)*	(4.099.447.333)	*(74.189.975)*
Strumenti derivati		22.128.496	*(74.543.122)*	7.990.456	*5.538.545*
		156.526.712		**(345.198.512)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	**4.806.586.763**		**4.752.776.841**	***1.356.981.665***
- di cui non ricorrenti				*(250.000.000)*	
UTILE ANTE IMPOSTE		**7.050.023.788**		**5.710.596.163**	
Imposte sul reddito	(32)	(305.418.208)		(649.956.614)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**6.744.605.579**		**5.060.639.549**	
Utile per azione semplice	(35)	1,85		1,40	

(*) Alcuni valori del 2008 sono stati riclassificati, come meglio indicato al paragrafo "Modifica dei criteri di redazione".

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**10.108**	**959**	**(5.999)**	**7.207**	**27**	**8.218**	**(2.199)**	**6.600**	**28.926**
Utile dell'esercizio									**6.745**	**6.745**
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2008 (0,65 euro per azione)								(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo residuo 2007 (0,7 euro per azione)								2.199	(4.750)	(2.551)
Destinazione utile residuo 2007							1.850		(1.850)	
Acquisto azioni proprie				(778)						(778)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		13		20	(20)		(1)			12
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti							2			2
		13		**(758)**	**(20)**		**1.851**	**(160)**	**(6.600)**	**(5.674)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Liberazione riserve non distribuibili						(27)	27			
Avanzo di fusione Praoil Oleodotti Italiani SpA							39			39
Avanzo di fusione AgipFuel SpA							4			4
Costo di competenza stock option e stock grant assegnate							18			18
Altre variazioni							(9)			(9)
						(27)	**79**			**52**
Saldi al 31 dicembre 2008	**4.005**	**10.121**	**959**	**(6.757)**	**7.187**		**10.148**	**(2.359)**	**6.745**	**30.049**
Utile dell'esercizio									5.061	5.061
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2009 (0,50 euro per azione)								(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo residuo 2008 (0,65 euro per azione)								2.359	(4.714)	(2.355)
Destinazione utile residuo 2008							2.031		(2.031)	
							2.031	**548**	**(6.745)**	**(4.166)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Liberazione Riserva per acquisto azioni proprie		269			(430)		161			
Operazioni straordinarie *under common control*							1.194			1.194
Diritti decaduti stock option - piano 2006							(7)			(7)
Costo di competenza stock option assegnate							13			13
		269			(430)		1.361			1.200
Saldi al 31 dicembre 2009	**4.005**	**10.390**	**959**	**(6.757)**	**6.757**		**13.540**	**(1.811)**	**5.061**	**32.144**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2008	Esercizio 2009
Utile dell'esercizio	6.745	5.061
Ammortamenti	820	772
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	2.362	593
Variazioni fondi per rischi e oneri	397	152
Variazione fondo benefici per i dipendenti	9	7
Plusvalenze nette su cessioni di attività	3	(1.325)
Dividendi	(5.692)	(4.903)
Interessi attivi	(800)	(382)
Interessi passivi	742	592
Differenze cambio non realizzate	(50)	(34)
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	306	650
Altre Variazioni	13	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	*4.855*	*1.183*
Variazioni:		
- rimanenze	(107)	1.020
- crediti commerciali e altri	(681)	966
- altre attività	(412)	490
- debiti commerciali e altri	509	(1.089)
- altre passività	874	(579)
Flusso di cassa del risultato operativo	*5.038*	*1.991*
Dividendi incassati	5.693	4.904
Interessi incassati	764	376
Interessi pagati	(748)	(452)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	426	(2.066)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**11.173**	**4.753**
di cui flusso di cassa netto da attività d'esercizio verso parti correlate	*(5.697)*	*(3.998)*
Investimenti:		
- immobilizzazioni materiali	(1.213)	(1.148)
- immobilizzazioni immateriali	(160)	(93)
- partecipazioni	(4.159)	(6.491)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(819)	(1.989)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	55	29
- acquisto rami d'azienda	(1)	(14)
Flusso di cassa degli investimenti	*(6.297)*	*(9.706)*
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	11	15
- immobilizzazioni immateriali		1
- partecipazioni	38	4.563
- cessione rami d'azienda	(1)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*48*	*4.579*
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(6.249)**	**(5.127)**
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	*(4.382)*	*(4.169)*
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	2.554	7.194
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(3.186)	(2.761)
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	1.609	(181)
Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(4.910)	(4.165)
Acquisto e vendita di azioni proprie	(768)	

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2008	Esercizio 2009
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.701)	87
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	*(1.501)*	*(1.115)*
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)	51	(3)
Flusso di cassa netto del periodo	274	(290)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo	444	718
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo	718	428

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio coincidono con quelli emanati dallo IASB in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.
Il bilancio è stato redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.
Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, queste sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. L'assegnazione di *stock option* a dipendenti di imprese controllate comporta la rilevazione, lungo il *vesting period*, di una contribuzione in misura pari al *fair value* dei diritti di opzione assegnati; la contribuzione è rilevata ad incremento del valore di libro delle partecipazioni controllate in contropartita alle riserve di patrimonio netto. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'*asset*. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la società è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali, contrattuali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".
Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.[1]
I dividendi deliberati da società controllate, collegate o controllate congiuntamente sono imputati a conto economico anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.
Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(1) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

■ Schemi di bilancio[2]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[3].
Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto[4].
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

■ Modifica dei criteri di redazione

Per effetto dell'entrata in vigore a partire dall'esercizio 2009 delle disposizioni dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela", i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al *fair value* dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto[5].
L'applicazione dell'IFRIC 13 ha comportato le seguenti rettifiche al conto economico dell'esercizio 2007 e 2008 e allo stato patrimoniale al 31 dicembre 2007 e 2008: (i) decremento dei "Ricavi della gestione caratteristica" per 52 e per 66 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (ii) incremento degli "Altri ricavi e proventi" per 6 e per 8 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (iii) decremento degli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per 46 e per 58 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (iv) riclassifica al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 dai "Fondi per rischi e oneri" alle "Altre passività correnti" per 52 e 66 milioni di euro.
Inoltre, l'informativa relativa ai settori di attività è stata predisposta secondo le disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi", entrato in vigore a partire dall'esercizio 2009, che prevedono la presentazione dell'informativa coerentemente con le modalità adottate dalla Direzione Aziendale per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto, l'identificazione dei settori operativi e l'informativa presentata sono definite sulla base della reportistica interna utilizzata dalla Direzione Aziendale ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e per l'analisi delle relative *performance*. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi" non ha comportato la modifica dei settori oggetto di informativa.

■ Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio.

(2) Gli schemi di bilancio sono gli stessi di quelli adottati nella relazione finanziaria annuale 2008 fatta eccezione per: (i) gli adeguamenti conseguenti all'entrata in vigore, a partire dall'esercizio 2009, della nuova versione dello IAS 1 "Presentazione del bilancio" così come integrato dalle disposizioni del documento "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards* (IFRS)" del maggio 2008 che stabiliscono la presentazione del prospetto dell'utile complessivo e la classificazione tra le componenti "correnti" e "non correnti" degli strumenti derivati non di copertura; (ii) l'apertura della nuova voce di conto economico "Altri proventi e oneri operativi" che accoglie le variazioni del *fair value*, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, degli strumenti derivati non di copertura su *commodity*. I valori dell'esercizio posto a confronto sono stati coerentemente riclassificati. La classificazione nello schema di stato patrimoniale degli strumenti derivati non di copertura tra le componenti "correnti" e "non correnti" ha comportato: (i) la riclassifica da "Altre attività" correnti ad "Altre attività" non correnti di 685 milioni di euro e di 377 milioni di euro, rispettivamente al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008; (ii) la riclassifica da "Altre passività" correnti ad "Altre passività" non correnti di 1.604 milioni di euro e di 505 milioni di euro, rispettivamente al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008.
(3) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".
(4) La nuova versione dello IAS 1 relativamente al prospetto dell'utile complessivo non ha prodotto effetti in quanto non esistono casistiche nel bilancio di esercizio 2009 dell'Eni SpA.
(5) Inoltre, a partire dall'esercizio 2009 sono efficaci le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 "Oneri finanziari" che prevede, quale unico trattamento possibile, la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. qualifying asset) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita (rispetto alla precedente versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza). La modifica del principio non ha prodotto effetti in quanto coerente con il trattamento contabile già utilizzato da Eni SpA.

Note al bilancio di esercizio

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le *disponibilità liquide ed equivalenti* ammontano a 428 milioni di euro (718 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente (278 milioni di euro), connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni, e da depositi in moneta estera (145 milioni di euro) che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità in divisa detenuta a vista per le esigenze correnti del Gruppo. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 0,264%.

2 Crediti commerciali e altri crediti

I *crediti commerciali* e *altri crediti* di 13.862 milioni di euro (14.403 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti commerciali	**8.608**	**7.006**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	176	1.079
- non strumentali all'attività operativa	4.964	5.148
	5.140	**6.227**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	14	10
- altri	641	619
	655	**629**
	14.403	**13.862**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 514 milioni di euro (348 milioni di euro al 31 dicembre 2008), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Crediti commerciali	308	154	(4)	(33)	425
Altri crediti diversi e finanziari	40			49	89
	348	**154**	**(4)**	**16**	**514**

I crediti commerciali di 7.006 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica (4.445 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (2.083 milioni di euro). I crediti riguardano crediti verso clienti (5.540 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (1.303 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre imprese del gruppo (163 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti scaduti e non svalutati si analizzano come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	6.426	635	7.061	5.367	594	5.961
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.142		1.142	952	31	983
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	*638*	*20*	*658*	*269*		*269*
- da 3 a 6 mesi	*137*		*137*	*63*		*63*
- da 6 a 12 mesi	*145*		*145*	*165*		*165*
- oltre 12 mesi	*120*		*120*	*190*	*4*	*194*
	1.040	20	1.060	687	4	691
	8.608	**655**	**9.263**	**7.006**	**629**	**7.635**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.079 milioni di euro aumentano di 903 milioni di euro e riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (700 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (200 milioni di euro), EniPower SpA (65 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (53 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (23 milioni di euro), Serfactoring SpA (21 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 5.148 milioni di euro (4.964 milioni di euro al 31 dicembre 2008) aumentano di 184 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Coordination Center SA (1.062 milioni di euro), Snam Rete Gas SpA (1.060 milioni di euro), Italgas SpA (395 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (693 milioni di euro), Raffineria di Gela Srl (539 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (386 milioni di euro), Saipem SpA (255 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (148 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (110 milioni di euro), Serfactoring SpA (96 milioni di euro), Toscana Energia Clienti SpA (81 milioni di euro).

Gli altri crediti di 629 milioni di euro (655 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Acconti per servizi e forniture	88	45
Crediti verso *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	83	95
Anticipi al personale	22	28
Altri crediti	462	461
	655	**629**

Gli altri crediti di 461 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co Ltd del contratto di *leasing* di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (251 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (65 milioni di euro) e per IVA (12 milioni di euro); (iii) crediti per contributi a fondo perduto (10 milioni di euro).
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36.
Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

3 Rimanenze

Le *rimanenze* di 1.266 milioni di euro (1.819 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Materie prime, sussidiarie e di consumo	150	175
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	27	50
Lavori in corso su ordinazione	17	24
Prodotti finiti e merci	1.625	1.017
	1.819	**1.266**

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 5 milioni di euro (311 milioni di euro al 31 dicembre 2008), come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Materie prime, sussidiarie e di consumo	54		(49)		5
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	25		(25)		
Prodotti finiti e merci	232		(232)		
	311		**(306)**		**5**

Al 31 dicembre 2009 le rimanenze sono costituite principalmente:
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (627 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (390 milioni di euro);
- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (137 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafte in deposito presso le raffinerie (50 milioni di euro).

4 Attività per imposte sul reddito correnti

Le *attività per imposte sul reddito correnti* di 437 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
IRES		318
Addizionale IRES legge n. 7/2009		46
Crediti per istanza di rimborso IRES legge n. 2/2009		40
IRAP	1	30
Altre	6	3
	7	**437**

L'incremento delle attività per imposte sul reddito correnti di 430 milioni di euro è riferito essenzialmente al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio.

5 Attività per altre imposte correnti

Le *attività per altre imposte correnti* di 421 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Amministrazione finanziaria italiana:		
- Imposte di consumo	80	63
- IVA	36	299
- Accise	18	43
- Altre imposte indirette	15	16
	149	**421**

L'aumento dell'IVA di 263 milioni di euro è dovuta al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto a quanto risultante dalla liquidazione dell'ultimo periodo del 2009.

6 Altre Attività

Le *altre attività* di 666 milioni di euro (1.122 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.011	544
Altre attività	111	122
	1.122	**666**

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 544 milioni di euro (1.011 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza come segue:

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Currency swap	520	11.260	177	8.136
Outright	266	2.988	114	2.895
Interest currency swap	35	91	10	237
Currency Option	8			
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	6	800	18	934
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	39	306	92	700
Altre	137	1.449	133	492
	1.011	**16.894**	**544**	**13.394**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività comprendono principalmente oneri pluriennali relativi a noleggi e locazioni (58 milioni di euro) e i certificati verdi (15 milioni di euro), acquistati per adempiere alle disposizioni del D. Lgs. n. 79 del 16 Marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli *immobili, impianti e macchinari* di 5.930 milioni di euro (6.143 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre Variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008									
Terreni	157	2			(1)	1	**159**	159	
Fabbricati	192	14		(35)	(1)	25	**195**	647	452
Impianti e macchinari	3.630	110	132	(738)	(9)	454	**3.579**	15.056	11.477
Attrezzature industriali e commerciali	25	1	13	(16)		5	**28**	247	219
Altri beni	70	4	17	(28)		14	**77**	441	364
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.674	21	1.051	(136)		(505)	**2.105**	2.233	128
	5.748	**152**	**1.213**	**(953)**	**(11)**	**(6)**	**6.143**	**18.783**	**12.640**
31.12.2009									
Terreni	159	(2)			(6)	6	**157**	157	
Fabbricati	195	(2)		(40)	(1)	36	**188**	646	458
Impianti e macchinari	3.579	(278)	1	(746)	(7)	991	**3.540**	14.856	11.316
Attrezzature industriali e commerciali	28		11	(17)		10	**32**	251	219
Altri beni	77		19	(29)		26	**93**	483	390
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.105	(167)	1.117	(74)	(1)	(1.060)	**1.920**	2.072	152
	6.143	**(449)**	**1.148**	**(906)**	**(15)**	**9**	**5.930**	**18.465**	**12.535**

I *terreni* (157 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.
I *fabbricati* (188 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione.
Gli *impianti e macchinari* (3.540 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.517 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (877 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (484 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (357 milioni di euro).
Le *attrezzature industriali e commerciali* (32 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.
Gli *altri beni* (93 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.
Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (1.920 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri e del progetto Annamaria, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.
Gli investimenti di 1.148 milioni di euro (1.213 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.
Le operazioni straordinarie di 449 milioni di euro sono relative ai conferimenti dei rami d'azienda "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" (293 milioni di euro), "Attività E&P – Area Crotone" (138 milioni di euro) e "Attività E&P – Pianura Padana" (18 milioni di euro).
Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 3,51%.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	8-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). In particolare le *cash generating unit* sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione Exploration & Production dai campi o insiemi (*pool*) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete autostradale, extra rete), con relative *facilities*.
Conseguentemente il valore recuperabile delle *cash generating unit* è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi.
I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC *adjusted* post imposte). Per il 2009 i WACC *adjusted* post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono aumentati in media di 0,5 punti percentuali per effetto del maggior apprezzamento del rischio *equity* e del rischio paese da parte del mercato, parzialmente attenuati dalla riduzione della struttura dei tassi di interesse (costo del denaro e tasso "*risk free*"). I WACC *adjusted* 2009 sono compresi tra il 7% e il 9%. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

I principali *asset* oggetto di svalutazione sono riferiti alla Divisione Refining & Marketing e, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici dell'impianto (bassa complessità ed elevati costi di struttura) (238 milioni di euro); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito (30 milioni di euro).
Le altre variazioni di 9 milioni di euro accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto e all'aggiornamento delle stime costi in parte compensata dallo slittamento del termine di alcune obbligazioni e dalla riduzione del tasso di inflazione e la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (1.060 milioni di euro).
Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 36 milioni di euro, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.
I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 2 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 3 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	8.900	8.138
- Gas & Power	111	115
- Refining & Marketing	9.635	10.051
- Corporate	137	161
	18.783	**18.465**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	6.104	5.472
- Gas & Power	41	41
- Refining & Marketing	6.422	6.925
- Corporate	73	97
	12.640	**12.535**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.796	2.666
- Gas & Power	70	74
- Refining & Marketing	3.213	3.126
- Corporate	64	64
	6.143	**5.930**

8 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le *rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo* di 1.637 milioni di euro (1.028 milioni di euro al 31 dicembre 2008) includono 4,9 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R n. 22. del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

9 Attività immateriali

Le *attività immateriali* di 988 milioni di euro (1.014 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre Variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			117	(117)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell' ingegno	52	4	23	(34)		17	62	605	543
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	173		3	(11)			165	446	281
- Immobilizzazioni in corso e acconti	33	1	17			(19)	32	32	
- Altre attività immateriali	44	2		(4)		(2)	40	131	91
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	717			(2)			715	790	75
	1.019	**7**	**160**	**(168)**		**(4)**	**1.014**	**2.142**	**1.128**
31.12.2009									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			63	(63)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell' ingegno	62	6	2	(39)		23	54	633	579
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	165	(1)	7	(39)	(1)	1	132	452	320
- Immobilizzazioni in corso e acconti	32		21			(23)	30	30	
- Altre attività immateriali	40			(4)		23	59	152	93
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	715			(2)			713	790	77
	1.014	**5**	**93**	**(147)**	**(1)**	**24**	**988**	**2.195**	**1.207**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (63 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 54 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del *software* tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di *software* per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 2,5 % al 33%.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 132 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (106 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario di altri campi. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (*UOP*) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 30 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di *software* tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre attività immateriali* di 59 milioni di euro riguardano principalmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri (38 milioni di euro).

L'*avviamento* di 713 milioni di euro riguarda essenzialmente il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (656 milioni di euro), nonché l'avviamento rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.

L'avviamento rilevato è attribuito alla *cash generating unit* ("CGU") mercato gas italia che beneficia delle sinergie consentite dall'operazione straordinaria. Il valore recuperabile della CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumi-

bili: (a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso in valore assoluto tra lo zero e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 7%, con un decremento di mezzo punto percentuale del tasso di attualizzazione per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio *equity*.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzera al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 29% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 29% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 3,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 6,4%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista nonché i margini dei clienti *business*.
Gli investimenti di 93 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (63 milioni di euro).
Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio e la revisione delle stime dei costi per *social projects* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (22 milioni di euro).
Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	709	745
- Gas & Power	806	806
- Refining & Marketing	481	485
- Corporate	146	159
	2.142	**2.195**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	494	546
- Gas & Power	80	80
- Refining & Marketing	437	447
- Corporate	117	134
	1.128	**1.207**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	215	199
- Gas & Power	726	726
- Refining & Marketing	44	38
- Corporate	29	25
	1.014	**988**

10 Partecipazioni

Le partecipazioni di 29.374 milioni di euro (26.720 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre Variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2008										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	22.074	(50)	4.062	89	(5)	(899)	(17)	25.254	35.610	10.356
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.460						(1)	1.459	1.490	31
- altre imprese	6						1	7	7	
	23.540	**(50)**	**4.062**	**89**		**(899)**	**(17)**	**26.720**	**37.107**	**10.387**
31.12.2009										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	25.254	623	6.435	41	(3.152)	(1.237)	(48)	**27.916**	39.466	11.550
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.459					(8)		**1.451**	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	26.720	**623**	**6.435**	**41**	**(3.152)**	**(1.245)**	**(48)**	**29.374**	**40.963**	**11.589**

L'incremento per operazioni straordinarie[6] di 623 milioni di euro riguarda il valore di iscrizione della Società Ionica Gas SpA a seguito del conferimento del ramo d'azienda "Area Crotone" che raggruppa cinque titoli minerari situati in Calabria.
Gli interventi sul capitale (6.435 milioni di euro) riguardano essenzialmente Snam Rete Gas SpA (1.929 milioni di euro), Eni Gas & Power Belgium SA (1.920 milioni di euro), Eni Investments Plc (1.154 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (550 milioni di euro).
Le acquisizioni (41 milioni di euro) riguardano l'acquisto da Società Italiana per il Gas pA del 17,77% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti SpA (25 milioni di euro), l'acquisto da Eni Rete oil&nonoil SpA del 100% del capitale sociale di Messina Fuels SpA (11 milioni di euro), l'acquisto da Polimeri Europa SpA dell'1,515% del capitale sociale della Raffineria di Gela SpA (5 milioni di euro).
Le cessioni di 3.152 milioni di euro riguardano la vendita, perfezionata in data 30 giugno 2009, del 100% di Italgas SpA (2.016 milioni di euro) e di Stoccaggi Gas Italia SpA (1.136 milioni di euro) a Snam Rete Gas SpA, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro).
Le rettifiche di valore (1.245 milioni di euro) riguardano in particolare la svalutazione di Polimeri Europa SpA (516 milioni di euro), di Syndial SpA (413 milioni di euro), di Eni Angola SpA (169 milioni di euro) e di Ieoc SpA (104 milioni di euro).
Le altre variazioni di 48 milioni di euro riguardano essenzialmente la liquidazione di Eni International Bank Ltd (43 milioni di euro).
Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2009, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

(6) Le partecipazioni nella Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA sono iscritte fra le "Attività destinate alla vendita" (vedi nota 14).

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2008	Saldo netto al 31.12.2009 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Eni Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	14	13	(1)
Afi Hotels Ltd (liquidata)	100,000	2			
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	2	2	
Eni Fuel Nord SpA	100,000	27	27	27	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	48	21
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	14	12	10	(2)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	205	157
Eni Administration & Financial Service SpA	99,615	241	241	207	(34)
Eni Angola SpA [1]	100,000	258	89	89	
Eni Coordination Center SA	33,610	726	726	781	55
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni East Africa SpA [1]	100,000	2	2	2	
Eni Gas & Power Belgium SA [2]	100,000	2.766	4.686	4.810	124
Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000	1	1	1	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	100,000	6	6	33	27
Eni Hellas SpA	100,000	191	186	204	18
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	235	135
Eni International Bank Ltd (in liquidazione)	99,998	43			
Eni International BV	100,000	7.420	7.626	22.225	14.599
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	8	
Eni Investments Plc	99,999	3.492	4.646	4.049	(597)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	184	51
Eni Medio Oriente SpA [1]	100,000	7	12	12	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	985	1.181	1.125	(56)
EniPower SpA	100,000	956	957	1.167	210
Eni Timor Leste SpA [1]	100,000	8	12	12	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	282	282	259	(23)
EniServizi SpA	100,000	15	15	17	2
Hotel Assets Ltd	100,000	10	8	9	1
Ieoc SpA [1]	100,000	96	77	77	
Immobiliare Est SpA [1]	100,000	19	18	18	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	75	66	21	(45)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	424	139
Messina Fuels SpA	100,000		11	11	
Polimeri Europa SpA	100,000	1.132	1.167	1.167	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,000				
Raffineria di Gela SpA	100,000	123	171	159	(12)
Saipem SpA [3]	42,913	182	182	476	294
Servizi Aerei SpA	100,000	36	36	36	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA [4]	52,541	1.991	3.920	2.996	(924)
Società Ionica Gas SpA	100,000		623	812	189
Società Italiana per il Gas - Italgas SpA	100,000	2.016			
Società Oleodotti Meridionali SpA	70,000	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	34	29	29	

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2008	Saldo netto al 31.12.2009 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Stoccaggi Gas Italia SpA	100,000	1.136			
Syndial SpA (1)	99,999	85			
Tecnomare SpA (1)	100,000	18	18	14	(4)
Tigàz Zrt	50,000	116	116	287	171
Toscana Energia Clienti SpA	100,000	34	59	57	(2)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	103	52
Totale imprese controllate		**25.254**	**27.916**		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
Acam Clienti SpA	48,999	6	6	5	(1)
Distribudora de Gas del Centro SA	31,350	60	52	29	(23)
Galp Energia SGPS SA (5)	33,340	780	780	914	134
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	12	(6)
Promgas SpA	50,000			1	1
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	128	2
Setgas SA	21,870	2	2	8	6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	8	(17)
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Transmed SpA	50,000	...	...	5	
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	473	31
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl (1)	2,815				
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		**1.459**	**1.451**		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		**26.713**	**29.367**		

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.
(2) Lo 0,00014% rappresenta *la golden share* detenuta dallo stato Belga.
(3) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2009 (22,9408 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 4.346 milioni di euro.
(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2009 (3,4648 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.500 milioni di euro.
(5) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2009 (12,08 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.340 milioni di euro.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 12 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Eni Administration & Financial Service SpA, il cui valore di iscrizione di 241 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 34 milioni di euro;
- Eni Investments Plc, il cui valore di iscrizione di 4.646 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 597 milioni di euro;
- Eni Petroleum Co Inc, il cui valore di iscrizione di 1.181 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 56 milioni di euro;
- Eni Trading & Shipping SpA, il cui valore di iscrizione di 282 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 23 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 66 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 45 milioni di euro;
- Raffineria di Gela SpA, il cui valore di iscrizione di 171 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 12 milioni di euro;

- Snam Rete Gas SpA, il cui valore di iscrizione di 3.920 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 924 milioni di euro;
- Tecnomare SpA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Toscana Energia Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 59 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 52 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 23 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 6 milioni di euro.
- Transmeditteranean Pipeline Co Ltd, il cui valore di iscrizione di 25 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 17 milioni di euro.

La stima del maggior valore recuperabile è stata determinata:
- per la Snam Rete Gas SpA, in relazione al valore di borsa della società al 31 dicembre 2009;
- per l'Eni Investment Plc e l'Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve idrocarburi ascrivibili, direttamente o indirettamente, alle partecipate. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando lo specifico WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio paese, (WACC compresi tra il 9% ed il 10%, al netto imposte);
- per la Tecnomare SpA, società appartenente al settore Exploration & Production sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale, attualizzati ad un WACC del 9%;
- per la Raffineria di Gela, società appartenente al settore Refining & Marketing, a fronte di uno scenario di mercato che evidenzia il perdurare di margini di raffinazione particolarmente depressi, sulla base del valore attuale dei flussi di cassa prospettici associati alle rese di raffineria, valorizzate con lo scenario di mercato e attualizzate con un WACC del 9%;
- per l'Eni Trading & Shipping SpA, società appartenente al settore Refining & Marketing, sulla base delle prospettive reddituali previste dal piano aziendale;
- per la Transmeditteranean Pipeline Co Ltd, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita reale di lungo periodo pari a 1,3%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted del 7%;
- per l'Eni Administration & Financial Service SpA, società di erogazione di servizi amministrativi e di regolamento monetario i cui ricavi sono definiti a recupero costi, sulla base del patrimonio netto contabile rettificato del *fair value* delle attività di leasing e delle attività finanziarie;
- per la Toscana Energia Clienti SpA, società appartenente al settore Gas & Power, sulla base del *fair value*, al netto dei costi di vendita, individuato in occasione dell'acquisizione da terzi di quote residue, nel corso del 2009. Tale valore è stato altresì confermato dalla determinazione interna del valore d'uso effettuata sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale con una determinazione della stima del valore terminale effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita reale di lungo periodo del 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted del 7%;
- per le restanti società tutte appartenenti al settore Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita reale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC *Adjusted* compreso tra il 7% e il 12%.

11 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie, di 9.729 milioni di euro (8.634 milioni di euro al 31 dicembre 2008), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	8.608	9.705
- non strumentali all'attività operativa	6	4
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	8.634	**9.729**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 9.705 milioni di euro aumentano di 1.097 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (5.806 milioni di euro), Italgas SpA (888 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (805 milioni di euro), Saipem SpA (603 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (431 milioni di euro), EniPower SpA (382 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (306 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (161 milioni di euro), Società EniPower Ferrara Srl (146 milioni di euro).
I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985.
Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".
La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2009 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo[a]	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre i cinque anni
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	1.079	6.355	3.350
- non strumentali all'attività operativa	5.148		4
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa			20
	6.227	**6.355**	**3.374**

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 2 "Crediti commerciali e altri crediti".

12 Attività per imposte anticipate

Le *attività per imposte anticipate* di 1.759 milioni di euro sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.952	1.885
Imposte sul reddito differite IRES	(378)	(224)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	131	113
Imposte sul reddito differite IRAP	(22)	(15)
	1.683	**1.759**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Imposte differite:						
- oneri dedotti in via extracontabile	(98)		59		29	(10)
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	(10)	(2)	7		(2)	(7)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(205)		14	13	29	(149)
- altre	(87)	(39)	69		(16)	(73)
	(400)	**(41)**	**149**	**13**	**40**	**(239)**
Imposte anticipate:						
- fondi per rischi ed oneri	1.429	229	(235)	(78)	(31)	1.314
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	276	118	(33)		5	366
- differenze su attività materiali ed immateriali	88	39	(21)	(7)	6	105
- altre	290	46	(109)		(14)	213
	2.083	**432**	**(398)**	**(85)**	**(34)**	**1.998**
	1.683	**391**	**(249)**	**(72)**	**6**	**1.759**

Le variazioni per operazioni straordinarie di 72 milioni di euro si riferiscono essenzialmente ai conferimenti dei rami d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise", "Attività E&P - Area Crotone" e "Attività E&P - Pianura Padana" effettuati nel 2009 rispettivamente a favore della Società Adriatica Idrocarburi SpA, della Società Ionica Gas SpA e della Società Padana Energia SpA.
Nella determinazione del credito per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

13 Altre attività

Le altre attività di 698 milioni di euro (788 milioni di euro al 31 dicembre 2008), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti d'imposta	63	62
Fair value su contratti derivati non di copertura	377	351
Altre attività	348	285
	788	**698**

I crediti di imposta di 62 milioni di euro sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti di imposta chiesti a rimborso	17	17
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	59
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	63	**62**

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 351 milioni di euro (377 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza come segue:

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Currency swap	1	12	6	254
Outright	26	331	3	115
Interest currency swap	188	1.389	136	1.081
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	157	4.142	188	5.280
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	2	51	18	137
Altre	3	110		
	377	**6.035**	**351**	**6.867**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività di 285 milioni di euro comprendono principalmente: (i) i "*deferred cost*" relativi ai volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "*pay*" (clausole di "*take or pay*" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, in contropartita alla voce "Debiti verso fornitori" (255 milioni di euro)[7]; (ii) i depositi cauzionali (16 milioni di euro); (iii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (5 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

14 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita riguardano essenzialmente le partecipazioni nella Società Padana Energia SpA (176 milioni di euro) e nella Società Adriatica Idrocarburi SpA (731 milioni di euro).

(7) Vedi "Debiti commerciali e altri debiti".

Passività correnti

15 Passività finanziarie a breve termine

Le *passività finanziarie a breve termine* di 3.177 milioni di euro (5.839 milioni di euro al 31 dicembre 2008) diminuiscono di 2.662 milioni di euro.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Euro	5.114	3.022
Dollaro USA	586	113
Lira Sterlina	102	13
Franco Svizzero	11	
Fiorino Ungherese	14	5
Altre	12	24
	5.839	**3.177**

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,93% (3,13% nell'esercizio 2008).
Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito a breve termine *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 1.931 e 9.208 milioni di euro (rispettivamente per 2.840 e 7.329 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

16 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La *quota a breve di passività finanziarie a lungo termine* (2.496 milioni di euro) è indicata nella nota n. 21 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

17 Debiti commerciali e altri debiti

I *debiti commerciali* e gli *altri debiti* di 6.205 milioni di euro (7.335 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Debiti commerciali	5.934	4.384
Acconti e anticipi	403	565
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	317	340
- altri	681	916
	7.335	**6.205**

I debiti commerciali di 4.384 milioni di euro, riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (2.303 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (1.983 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (98 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 565 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (157 milioni di euro); (ii) gli acconti relativi a clienti gas cessati o da liquidare (148 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale rispettivamente da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) (107 milioni di euro); (iv) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* della Divisione Exploration & Production (33 milioni di euro); (v) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (10 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgondi.
Gli altri debiti di 916 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "*take or pay*" (282 milioni di euro); (ii) debiti diversi verso il personale (140 milioni di euro); (iii) debito relativo al "Contributo volontario Fondo di solidarietà" ex. Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (100 milioni di euro); (iv) debiti verso controllate per

consolidato fiscale (81 milioni di euro); (v) debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (80 milioni di euro); (vi) debiti verso istituti di previdenza sociale (70 milioni di euro).
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36.
Il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

18 Passività per imposte sul reddito correnti

Le *passività per imposte sul reddito correnti* di 151 milioni di euro (687 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono relative alla terza rata dell'imposta sostitutiva ex legge 244/2007 ed alla seconda rata dell'imposta sostitutiva ex legge 133/2008. La quota dell'imposta sostitutiva di cui alla legge 133/2008 scadente oltre l'esercizio successivo ammonta a 52 milioni di euro ed è rilevata nelle altre passività non correnti, cui si rinvia.

19 Passività per altre imposte correnti

Le *passività per altre imposte correnti* di 914 milioni di euro (1.179 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Accise e imposte di consumo	807	725
Royalty su idrocarburi estratti	183	141
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	29	29
IVA	157	18
Altre imposte e tasse	3	1
	1.179	**914**

20 Altre Passività

Le *altre passività* di 969 milioni di euro (1.339 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.091	685
Altre passività	248	284
	1.339	**969**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 685 milioni di euro (1.091 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza come segue:

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Outright	132	1.750	109	2.992
Currency swap	651	10.396	176	8.189
Interest Currency swap	35	91	10	227
Currency option	8	144		
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	6	800	17	950
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	233	777	18	233
Altre	26	252	355	1.211
	1.091	**14.210**	**685**	**13.802**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre passività al 31 dicembre 2009 comprendono principalmente la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (v. nota n. 24).

Passività non correnti

21 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le *passività finanziarie a lungo termine*, comprensive delle quote a breve termine, di 18.431 milioni di euro (11.237 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.257	139	6.396	6.815	1.644	8.459
Obbligazioni	4.479	77	4.556	8.933	749	9.682
Altri finanziatori, di cui:	284	1	285	187	103	290
- *imprese controllate*	272	1	273	176	103	279
- *altri*	12		12	11		11
	11.020	**217**	**11.237**	**15.935**	**2.496**	**18.431**

I debiti verso banche di 8.459 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito *committed* per 4.030 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono denominate in euro. Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, in essere al 31 dicembre 2009 è del 3,8846% (4,2626% al 31 dicembre 2008).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori presentano un tasso di interesse medio ponderato di 3,1941%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra lo 0,264% e il 4,513%.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, soggette a clausole restrittive (1.508 milioni di euro) si riferiscono ad accordi di finanziamento a lungo termine con la Banca Europea per gli investimenti che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A - (S&P) e A3 (Moodys) e comprendono finanziamenti di scopo contratti con la Banca Europea degli Investimenti di 227 milioni di euro. Gli indici finanziari previsti sono rispettati dal bilancio consolidato 2009 così come ad Eni sono attribuiti *rating* superiori a quelli richiesti.

Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 2.850 milioni di euro (1.850 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
Tipo	2008	2009	Scad. 2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Banche	6.396	8.459	1.644	900	3.556	321	1.121	917	8.459
Obbligazioni:									
- *Euro Medium Term Notes, 6,125%*	516	517	517						517
- *Euro Medium Term Notes, 4,625%*	1.543	1.544	47			1.497			1547
- *Euro Medium Term Notes, 4,75%*	1.245	1.246	8					1.238	1.246
- *Euro Medium Term Notes, 5,875%*	1.252	1.316	70				1.247		1.317
- *Euro Medium Term Notes 5,000%*		1.558	69					1.488	1.557
- *Euro Medium Term Notes 4,125%*		1.508	18					1.489	1.507
- *Retail 4,000%*		1.006	20					985	1.005
- *Retail VARIABILE%*		987						986	986
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	273	280	103			5		172	280
- altri	12	10		10					10
	11.237	**18.431**	**2.496**	**910**	**3.556**	**1.823**	**2.368**	**7.275**	**18.431**

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	44	1.544	EUR	2013	4,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	(4)	1.246	EUR	2017	4,750
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	66	1.316	EUR	2014	5,875
- *Euro Medium Term Notes*	500	17	517	EUR	2010	6,125
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	58	1.558	EUR	2016	5,000
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	8	1.508	EUR	2019	4,125
- *Retail*	1.000	6	1.006	EUR	2015	4,000
- *Retail*	1.000	(13)	987	EUR	2015	variabile
	9.500	**182**	**9.682**			

Le obbligazioni di 9.682 milioni di euro riguardano Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2007 a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2008 a tasso fisso del 5,875%, interessi annuali, con scadenza a sei anni; Euro Medium Term Notes per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentato da n. 30.000 obbligazioni emesse nel gennaio 2009 a tasso fisso del 5,00%, interessi annuali, con scadenza a 7 anni; Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 30.000 obbligazioni, emesse nel settembre 2009 a tasso fisso del 4,125%, interessi annuali, con scadenza a 10 anni; prestito *retail* per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 di obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso fisso del 4,00%, interessi annuali, con scadenza a 6 anni; prestito *retail* per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 di obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso variabile, interessi semestrali, con scadenza a 6 anni.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economici-finanziari" della Relazione sulla gestione è la seguente:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	718		718	428		428
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	**718**		**718**	**428**		**428**
D. Crediti finanziari [a]	**4.965**	**6**	**4.971**	**5.148**	**4**	**5.152**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	2.318		2.318	580		580
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	139	6.257	6.396	1.644	6.815	8.459
G. Prestiti obbligazionari	77	4.479	4.556	749	8.933	9.682
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.521		3.521	2.597		2.597
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	272	273	103	176	279
L. Altre passività finanziarie a lungo termine		12	12		11	11
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**6.056**	**11.020**	**17.076**	**5.673**	**15.935**	**21.608**
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	**373**	**11.014**	**11.387**	**97**	**15.931**	**16.028**

(a) La voce non comprende i crediti finanziari correnti e non correnti strumentali all'attività operativa di 10.784 milioni di euro (8.784 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

22 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione/acquisizione	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2008										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.297	(5)	1	5	66	3	(39)	(1)		**1.327**
Fondo rischi e oneri ambientali	434	107	4		1	214	(111)	(9)	1	**641**
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	187				6	115				**308**
Fondo rischi e oneri per sanzione *Authority*	290									**290**
Fondo controversie legali	59				1	96	(3)	(7)		**146**
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120									**120**
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	126	(114)								**12**
Altri fondi per rischi ed oneri	276	12		(2)	1	234	(122)	(48)	(6)	**345**
	2.789		**5**	**3**	**75**	**662**	**(275)**	**(65)**	**(5)**	**3.189**
31.12.2009										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.327	1		50	62	5	(52)	(5)	(238)	**1.150**
Fondo rischi e oneri ambientali	641	(1)			2	87	(123)	(1)	(5)	**600**
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	308				10	35				**353**
Fondo rischi e oneri per sanzione *Authority*	290									**290**
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA						250				**250**
Fondo controversie legali	146					39	(16)	(7)		**162**
Fodo copertura perdite imprese partecipate						16				**16**
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	12									**12**
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120					2	(93)	(27)		**2**
Altri fondi per rischi ed oneri	345			21	3	162	(137)	(21)		**373**
	3.189			**71**	**77**	**596**	**(421)**	**(61)**	**(243)**	**3.208**

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.150 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (1.106 milioni di euro). La diminuzione di 177 milioni di euro è dovuta essenzialmente al conferimento dei rami di azienda "Attività E&P - Pianura Padana" (50 milioni di euro), "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" (137milioni di euro), "Attività E&P - Area Crotone" (51 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico per 62 milioni di euro. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,201% e il 4,491%. Il periodo previsto degli esborsi è 2011-2055. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il *fondo rischi e oneri ambientali* di 600 milioni di euro riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi ai siti di Singea, Avenza, San Gavino, Pontenossa e Crotone a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (228 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (158 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (49 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (32 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (32 milioni di euro); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (50 milioni di euro) ed a altri siti non operativi (37 milioni di euro).

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 353 milioni di euro derivante dalla stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il *fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato* di 290 milioni di euro effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.
Il fondo *oneri per cessione Snamprogetti SpA* di 250 milioni di euro si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.
Il *fondo controversie legali* di 162 milioni di euro riguarda principalmente il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring[8].
Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 16 milioni di euro accoglie l'accantonamento effettuato in sede di valutazione della partecipazione in Syndial SpA.
Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 12 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli impegni assunti con Kuwait Petroleum Italia a seguito della cessione del 50% di proprietà della Raffineria di Milazzo.
Il *fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 2 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento.
Gli *altri fondi* di 373 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico (56 milioni di euro); (ii) gli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA (51 milioni di euro); (iii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria (37 milioni di euro); (iv) gli oneri che si stima di sostenere nel 2010 a fronte del parziale mancato rispetto, nell'esercizio 2009, dell'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili, così come stabilito dal regolamento del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali in materia (35 milioni di euro); (v) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (31 milioni di euro); (vi) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (23 milioni di euro); (vii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (16 milioni di euro); (viii) gli oneri relativi al fondo trattamento di quiescenza (15 milioni di euro).

23 Fondi per benefici ai dipendenti

I *fondi per benefici ai dipendenti* di 306 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	189	183
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	44	45
Altri fondi per benefici ai dipendenti	72	78
	305	**306**

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti Eni all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerato ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotta della parte eventualmente versata a fondi pensione.
A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il Trattamento di Fine Rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione o versato al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS in funzione delle scelte effettuate dai lavoratori.
I dipendenti hanno avuto la facoltà di operare la scelta della destinazione del proprio Trattamento di Fine Rapporto fino al 30 giugno 2007. In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande del Trattamento di Fine Rapporto ai fondi pensione ovvero all'INPS comporta che una quota significativa del Trattamento di Fine Rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al Trattamento di Fine Rapporto pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.

(8) Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi, punto 2 – Altri procedimenti giudiziari e arbitrali" delle Note al bilancio consolidato.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle *performance* aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti valutati applicando tecniche attuariali si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	187	42	49	183	44	72
Costo corrente		1	23		1	22
Costo per interessi	10	2	3	11	3	3
Utili/perdite attuariali [a]	3	2	(1)	7	5	1
Benefici pagati	(24)	(3)	(2)	(16)	(3)	(21)
Altre variazioni	7			(1)	2	1
Obbligazioni alla fine dell'esercizio	183	44	72	184	52	78
Utili/perdite attuariali non rilevate	6			(1)	(7)	
Passività rilevate in bilancio	**189**	**44**	**72**	**183**	**45**	**78**

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

I costi relativi agli altri benefici riguardano gli incentivi monetari differiti per 21 milioni di euro.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Tassi di sconto	4,7%-5,8%	5%-5,25%
Tasso di inflazione	2%-2,5%	2%-2,25%

24 Altre passività

Le *altre passività* di 2.601 milioni di euro (3.071 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	505	459
Imposta sostituitiva	249	52
Depositi cauzionali	189	198
Altre passività	2.128	1.892
	3.071	**2.601**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 459 milioni di euro si analizza come segue:

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Outright	1	14	3	147
Currency swap	6	61	5	180
Interest Currency swap	188	1.240	135	
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	155	3.360	155	4.798
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	4	51		
Altre	151	2.503	161	379
	505	**7.229**	**459**	**6.495**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

L'imposta sostitutiva di 52 milioni di euro riguarda la quota dell'imposta sostitutiva di cui alla legge 133/2008 scadente oltre l'esercizio.

I depositi cauzionali a lungo termine fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (172 milioni di euro).

Le altre passività di 1.892 milioni di euro riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Electrabel Italia SpA (Gruppo Gas De France Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (1.026 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (220 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la cessione del contratto di *leasing* di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (450 milioni di euro); (iii) Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (73 milioni di euro); (iv) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (68 milioni di euro); (v) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (49 milioni di euro); (vi) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (5 milioni di euro). Le altre passività comprendono altresì l'effetto dell'applicazione dell'IFRC 13 relativamente ai "Programmi di fidelizzazione della clientela" che ha comportato la rilevazione del *fair value* degli sconti in natura relativi all'iniziativa promozionale "You&Agip": programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale (72 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti, esclusa l'imposta sostitutiva, è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

25 Patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.757)	(6.757)
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Altre riserve di capitale:	10.121	10.390
Riserve di rivalutazione:	*9.927*	*9.927*
- legge n. 576/1975	*1*	*1*
- legge n. 72/1983	*3*	*3*
- legge n. 408/1990	*2*	*2*
- legge n. 413/1991	*39*	*39*
- legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	*132*	*400*
Riserva conferimenti leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	*62*	*63*
Altre riserve di utili disponibili:	10.148	13.540
Riserva disponibile	*8.995*	*12.387*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*412*	*412*
Riserva art.14 legge n. 342/2000	*74*	*74*
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	*19*	*19*
Riserva da avanzo di fusione	*647*	*647*
Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Acconto sui dividendi	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	6.745	5.061
	30.049	**32.144**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2009, il capitale sociale dell'Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.952.240 azioni, pari al 9,56%, di proprietà dell'Eni; (iv) n. 2.408.675.021 azioni, pari al 60,14%, di proprietà di altri azionisti[9].

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA, Somicem SpA e Enifin SpA di complessivi 474 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale dell'Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 474 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro; (iii) per l'Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,8 milioni di euro.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

(9) Al 31 dicembre 2009, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.757 milioni di euro, in linea con il 31 dicembre 2008, e sono rappresentate da n. 382.952.240 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 382.954.240 azioni al 31 dicembre 2008). Nel corso dell'esercizio non sono stati effettuati acquisti. Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie.

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 414 milioni di euro (505 milioni di euro al 31 dicembre 2008, rappresentate da n. 19.482.330 azioni ordinarie (n. 23.557.425 azioni ordinarie al 31 dicembre 2008), acquistate al costo medio di 21,247 euro, pari allo 0,49% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 4.075.095 azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2008	**23.557.425**
- diritti esercitati	(2.000)
- diritti decaduti	(4.073.095)
Numero azioni al 31 dicembre 2009	**19.482.330**

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 6.757 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 6.971 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (stesso importo al 31 dicembre 2008). La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 215 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Pertanto l'importo residuo non utilizzato di 430 milioni di euro è stato riclassificato alle riserve da cui ha tratto origine, in particolare alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (268 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (161 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (1 milione di euro).

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.390 milioni di euro riguardano:

- *riserve di rivalutazione*: 9.927 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.001 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires;
- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993*: 400 milioni di euro con un incremento di 268 milioni di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro). La ricostituzione è dovuta alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni, nonché alla scadenza dell'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie;
- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986*: 63 milioni di euro con un incremento di un milione di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di 13.540 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile*: 12.387 milioni di euro con un incremento di 3.392 milioni di euro dovuto essenzialmente all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2008 di 2.031 milioni di euro e alle operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2009 e rilevate a riserva in relazione alla rappresentazione in continuità di valori dell'operazione di *business combination under common control*, che hanno comportato: (i) una differenza positiva (1.207 milioni di euro) tra il valore di iscrizione nelle neo costituite Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA e Società Padana Energia SpA e il valore di libro dei rami di azienda conferiti rispettivamente "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise", "Attività E&P - Area Crotone" e "Attività E&P - Pianura Padana"; (ii) una differenza positiva (9 milioni di euro) tra prezzo incassato e valore del conferimento del ramo di azienda "Amministrazione e Bilancio" ad Eni Administration & Financial Service SpA; (iii) una differenza negativa (15 milioni di euro) tra prezzo pagato e valore di iscrizione della quota di 1,515% del capitale sociale di Raffineria di Gela Srl in seguito all'acquisto da Polimeri Europa SpA di n. 2.752 azioni per un corrispettivo di 19.999.441 euro; (iv) una differenza negativa (8 milioni di euro) tra prezzo pagato e valore del conferimento del ramo di azienda "Gestione amministrativa del personale e *payroll*" da Eniservizi SpA. La riserva si è ulteriormente incrementata per: (i) la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (161 milioni di euro); (ii) l'imputazione del costo di competenza di esercizio delle *stock option* assegnate nel periodo 2007-2008 in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti a ruolo Eni (10 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OPI 7, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (3 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla decadenza dei diritti relativi al piano di *stock option* 2006 (7 milioni di euro);
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 412 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- *riserva art. 14 legge n. 342/2000*: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983*: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- *riserva da avanzo di fusione*: 647 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData SpA (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin SpA (143 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment SpA (444 milioni di euro); dal patrimonio netto al 30 giugno 2007 della Siciliana Gas Clienti SpA (13 milioni di euro), dal bilancio al 31 dicembre 2007 della incorporata Praoil Oleodotti Meridionali SpA (39 milioni di euro) e AgipFuel SpA (4 milioni di euro), effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo; alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993*: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006, 0,007 e 0,006 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,5 euro per azione deliberato il 10 settembre 2009 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 24 settembre 2009.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso le imposte potenziali dovute sarebbero pari a 2 miliardi di euro. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 0,5 miliardi di euro. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 20,7 miliardi di euro.

26 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 59.709 milioni di euro (59.391 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	15.239	35.876	51.115	15.536	35.655	51.191
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.127	915	7.042	6.158	1.133	7.291
Proprio		998	998		998	998
Altri		236	236		229	229
	21.366	**38.025**	**59.391**	**21.694**	**38.015**	**59.709**

Le *fideiussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 15.536 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 15.514 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 9.816 milioni di euro;
- per 22 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Syndial SpA.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 6.158 milioni di euro sono relative essenzialmente:
- per 6.037 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità -TAV- SpA con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 158 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 121 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 33 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 35.655 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 15.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "*Medium Term Notes*". Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.710 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di *Euro Commercial Paper*, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo è di 622 milioni di euro;
- per 2.082 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di *USA Commercial Paper*, fino a un massimo di 3.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo è di 707 milioni di euro;
- per 1.388 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di *USA Commercial Paper*, fino a un massimo di 2.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo è di 76 milioni di euro;
- per 5.884 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (4.722 milioni di euro), Refining & Marketing (442 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (433 milioni di euro), Gas & Power (231 milioni di euro) e Petrolchimica (54 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo è di 5.841 milioni di euro;
- per 3.302 milioni di euro, la garanzia prestata a favore della Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co. Inc. (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività *upstream* nel Golfo del Messico. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale;
- per 1.147 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi Iva;
- per 972 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle *fee* di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale;

- per 929 milioni di euro le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 898 milioni di euro;
- per 253 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 231 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;
- per 88 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari a 44 milioni di euro;
- per 60 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di CESKA RAFINERSKA, a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore dell'Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 26 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 1.133 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 692 milioni di euro la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 224 milioni di euro;
- per 170 milioni di euro la garanzia concessa a Gazprom nell'interesse di SeverEnergia (a cui Eni partecipa per mezzo di Artic Russia BV) a copertura degli obblighi di Artic Russia BV (Eni 60% - Enel 40%) relativi al contratto di finanziamento in essere per un ammontare complessivo di USD 245 milioni a favore di SeverEnergia. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 55 milioni di euro;
- per 60 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi Iva;
- per 65 milioni di euro, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di *performance* di 62 milioni di euro, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 61 milioni di euro;
- le lettere di *patronage* di 60 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 56 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 998 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- le manleve a favore di banche (782 milioni di euro) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di *patronage* (16 milioni di euro) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo è pari a 798 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore delle Commissione Europea in relazione alla ammenda inflitta dalla stessa per asserite violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE[10]. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 229 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 208 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) per 300 milioni di dollari a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle *fee* di rigassificazione

(10) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Impegni		
Altri	202	373
	202	**373**
Rischi	**45**	**83**
	247	**456**

Gli *altri impegni* di 373 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam Rete Gas SpA per 200,5 milioni di euro e l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo, al 31 dicembre 2008 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 150 milioni di euro (76 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 13 milioni di euro come impegno economico).
Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni ha assunto i seguenti impegni:

1. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti nei bilanci di Italgas, delle sue controllate e partecipate al 31.12.2008 per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 135 milioni di euro;
2. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti al 31.12.2008 nel bilancio Stogit per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 17,5 milioni di euro;
3. impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili ad un prezzo di 48 milioni di euro, pari al valore di perizia degli immobili stessi, al netto dei relativi fondi ambientali appostati nel bilancio Italgas al 31 dicembre 2008. Eni, contestualmente, matura il diritto ad ottenere da Snam Rete Gas SpA un ammontare pari al valore di perizia meno 20 milioni di euro, come conguaglio sul prezzo pagato per la partecipazione.

Inoltre, il prezzo determinato per la cessione di Italgas è soggetto a meccanismi di aggiustamento destinati ad operare anche successivamente alla data di perfezionamento. In particolare, il prezzo determinato per la cessione di Italgas sarà rettificato in aumento o in diminuzione per un ammontare pari alla differenza fra il valore provvisorio aggregato stimato della RAB (*Regulatory Asset Base*) al 31 dicembre 2007, di Italgas e di alcune società partecipate da Italgas, determinato in complessivi 4.560 milioni di euro così come rappresentato da Eni nel contratto di compravendita di Italgas e il valore della RAB di Italgas e delle stesse società partecipate da Italgas alla stessa data del 31 dicembre 2007 come approvato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas ("AEEG").
Infine, sono previsti tra Eni e Snam Rete Gas SpA dei flussi di pagamento, attivi o passivi, in conseguenza: (i) della diversa valorizzazione, da parte dell'AEEG, per il periodo tariffario 1° aprile 2014-31 marzo 2018, dei quantitativi di gas naturale di proprietà di Stogit alla data del trasferimento delle azioni e ricompresi tra le attività che compongono la RAB; (ii) dell'eventuale cessione, da parte di Stogit, del gas non più strumentale all'attività di stoccaggio e/o di una o più concessioni; (iii) dell'attribuzione dell'eventuale capacità di stoccaggio che potrebbe essere destinata in futuro a fini commerciali.

I *rischi* di 83 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di *take or pay*, sono indicati nell'"Andamento operativo – Gas & Power – Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di *ship or pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno a rilasciare *Parent company guarantees* a copertura degli obblighi di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del servizio di rimorchio delle navi al terminale di rigassificazione e per la fornitura di gas. In relazione a quest'ultima, la garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per il 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di US dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale della Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited- Bermuda;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare da loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "*benefication*" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA);
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto dall'Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- gli impegni derivanti dalle "*Letter of Undertaking*" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due *partner* si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di *ship or pay* con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno

causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;

- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Distrigas NV, in capo a Eni Gas & Power Belgium SA di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("*Tariff Adjustement*"), legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle *Parent Company Guarantees* di importo al momento non quantificabile;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'Intesa stipulato con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. Con tale progetto Eni si impegna, in collaborazione con il Ministero e l'Università, alla realizzazione di iniziative relative all'accoglienza di ricercatori e dottorandi dell'Università e/o all'erogazione di borse di studio, alla progettazione e costruzione di un centro di ricerca per l'Università dell'Aquila e all'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila;
- le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
  - ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
  - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
  - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
  - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
  - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
  - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
  - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
  - ramo d'azienda "Attività E&P – Pianura Padana" da Eni alla Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
  - ramo d'azienda "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" da Eni alla Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
  - ramo d'azienda "Attività E&P – Area Crotone" da Eni alla Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 29 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne.

Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* e la negoziazione dei derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato, tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del

Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio di prezzo delle *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di *VaR* per il rischio di prezzo delle *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro, non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio delle consociate di Gruppo compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle *commodity* derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider* oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio di prezzo delle *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008); per quanto attiene

al rischio di prezzo delle *commodity* sono riportati i valori di *VaR* registrati dalle Divisioni di Eni (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* – approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2008				2009			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	9,65	0,44	2,83	5,28	5,11	1,09	2,32	1,11
Tasso di cambio	1,05	0,01	0,31	0,16	1,05	0,01	0,13	0,03

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* – approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2008				2009			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area *oil*, prodotti	18,26	2,30	6,89	2,83	13,40	3,37	7,07	5,79
Area Gas & Power	67,13	12,35	41,19	13,69	29,43	11,96	20,54	20,14

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* forniti da *info-provider* esterni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio. Il *rating* esterno è anche raffrontato con *rating* interni elaborati da un sistema proprietario. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa di Eni, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari ha determinato nell'esercizio 2008 l'adozione di ulteriori misure cautelative, quali la sospensione di affidamenti a specifiche controparti, per la maggior parte rientrate nell'esercizio 2009. Permangono invece le disposizioni volte alla diversificazione del rischio ed alla rotazione delle controparti finanziarie e quelle di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2009 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidità risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidità risk*) l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

L'obiettivo di *risk management* di Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi *bond*, riservati sia agli investitori istituzionali, con due emissioni da 1,5 miliardi di euro ciascuna, sia al mercato *retail*, per 2 miliardi di euro. Le *policy* sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	2.223	8.648	7.339	**18.210**
Passività finanziarie a breve termine	3.164			**3.164**
	5.387	**8.648**	**7.339**	**21.374**
Interessi su debiti finanziari	536	1.721	755	**3.012**
Garanzie finanziarie	400	30		**430**

Per un'analisi del *fair value* dei derivati, si rinvia alle note al bilancio "Altre attività correnti" (544 milioni di euro), "Altre attività non correnti" (351 milioni di euro), "Altre passività correnti" (685 milioni di euro) e "Altre passività non correnti" (459 milioni di euro).

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Debiti commerciali	4.364	17	2	4.383
Altri debiti	1.257			1.257
	5.621	**17**	**2**	**5.640**

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti *take-or-pay* della Divisione Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

				Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Contratti di *leasing* operativo non annullabili [a]	**80**	**76**	**72**	**52**	**40**	**187**	**507**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]		**1**	**7**	**16**	**58**	**4.132**	**4.214**
Costi relativi a fondi ambientali	**131**	**66**	**56**	**39**	**34**	**280**	**606**
Impegni di acquisto:	**11.760**	**10.859**	**10.981**	**11.942**	**12.404**	**156.264**	**214.210**
- Gas [c]							
Take-or-pay	10.559	9.957	10.052	10.983	11.442	151.129	204.122
Ship-or-pay	1.186	902	929	959	962	5.114	10.052
- Altri impegni di acquisto	15					21	36
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	**6**	**3**	**3**	**3**	**3**	**132**	**150**
	11.977	**11.005**	**11.119**	**12.052**	**12.539**	**160.995**	**219.687**

(a) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.
(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 5,4 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014 e Oltre	Totale
Impegni per *major projects*	262	355	214	80	138	**1.049**
Impegni per altri investimenti	1.010	531	225	193	221	**2.180**
	1.272	**886**	**439**	**273**	**359**	**3.229**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

	31.12.2008			31.12.2009		
(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura	(208)	528		(249)	(155)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti	9.263	40		7.634	(171)	
- Crediti finanziari	13.754	4.299		15.936	3.479	
- Debiti commerciali e altri debiti	(7.335)	25		(6.205)	(64)	
- Debiti finanziari	(17.076)	(4.159)		(21.608)	(3.377)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- *Crediti commerciali e altri crediti*: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Titoli iscritti nelle attività non correnti*: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Altre attività finanziarie non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Altre attività non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Debiti commerciali e altri debiti*: il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre passività non correnti:* il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

	31.12.2008		31.12.2009	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo			6	6
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	8.614	8.822	9.709	9.955
Altre attività non correnti	348	348	285	285
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	129	129	126	126
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	11.237	11.695	18.431	19.274
Altre passività non correnti	2.128	2.128	1.892	1.892

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutati al *fair value* nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del *fair value* definita in funzione della significatività degli *input* utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli *input* utilizzati per la valutazione, la gerarchia del *fair value* prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di *input*, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi).

c) Livello 3: *input* non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al *fair value* al 31 dicembre 2009 dell'Eni sono tutti classificati nel livello 2 e durante l'esercizio 2009 non si è provveduto ad alcun trasferimento tra i diversi livelli della gerarchia del *fair value*. Per quanto concerne i valori si rinvia alle voci di bilancio "Attività correnti – Altre attività", Attività non correnti – "Altre attività" , "Passività correnti – Altre passività" e "Passività non correnti – Altre passività".

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato.
Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 dal Comitato nazionale *Emissions Trading Scheme* (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica, a cui vanno aggiunti circa 1,8 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti".
Nell'esercizio 2009, a fronte di 5,0 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,5 milioni di permessi di emissione, facendo registrare una carenza di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,5 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il *deficit* di permessi di emissione della divisione Refining & Marketing è stato completamente saturato con l'acquisto sul mercato interno a Eni.

27 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I *ricavi della gestione caratteristica* di 32.542 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.598	32.533
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	5	7
Variazioni delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	2	2
	47.605	**32.542**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 32.533 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Gas naturale e GPL	22.639	15.458
Prodotti Petroliferi	20.364	13.153
Energia elettrica e *utility*	3.076	2.626
Vettoriamento gas su tratte estere	213	200
Gestione sviluppo sistemi informatici	98	88
Greggi	62	
Gestione energia	37	36
Altre vendite e prestazioni	1.109	972
	47.598	**32.533**

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (15.458 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 11.558 milioni di euro (34,25 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 3.369 milioni di euro (14,97 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 527 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (13.153 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (4.655 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (3.109 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (1.642 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.333 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (635 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e *utility* (2.626 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di energia elettrica e *utility* a terzi (2.219 milioni di euro) e a società controllate (407 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (200 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (88 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (36 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (972 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (589 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello stato tunisino (100 milioni di euro), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (72 milioni di euro), la vendita di *fuel gas* a società di trasporto (42 milioni di euro), le prestazioni di trasporto per oleodotto (36 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstallie (6 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (17 milioni di euro) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (12 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2008	2009
Accise	(9.765)	(9.499)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte pre-pagate	(1.724)	(1.547)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(2.067)	(1.136)
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	(128)	(136)
Ricavi operativi relativi a permute di greggi		(91)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela (*)	(46)	(79)
	(13.730)	**(12.488)**

(*) A seguito dell'applicazione dell'IFRIC 13.

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 33 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli *altri ricavi e proventi* di 270 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Locazioni, affitti e noleggi	68	77
Proventi per attività in *joint venture*	45	46
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	8	14
Altri proventi	94	133
	215	**270**

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

28 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli *acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi* di 29.216 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	34.093	21.390
Costi per servizi	7.413	6.798
Costi per godimento di beni di terzi	468	383
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	590	230
Variazione rimanenze	978	(53)
Altri oneri	542	468
	44.084	**29.216**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 21.390 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2008	2009
Gas naturale	17.365	10.055
Materie prime, sussidiarie	11.578	8.345
Prodotti	3.131	1.756
Semilavorati	1.916	1.091
Materiali e materie di consumo	347	353
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(234)	(199)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(11)
	34.093	**21.390**

I costi per servizi di 6.798 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2008	2009
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.651	2.477
Compensi di lavorazione	906	737
Progettazione e direzione lavori	565	387
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	548	569
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	511	527
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	425	308
Trasporti e movimentazioni	407	331
Costi di vendita diversi	363	359
Manutenzioni	353	400
Consulenze e prestazioni professionali	234	332
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	265	254
Servizi di modulazione e stoccaggio	188	157
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	94	115
Viaggi, missioni e altri	136	110
Postali, telefoniche e ponti radio	120	118
Altri	700	619
	8.466	**7.800**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(936)	(877)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi per servizi	(117)	(125)
	7.413	**6.798**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 173 milioni di euro.

I costi per godimento beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 185 milioni di euro (186 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 117 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 81 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	489	70	70	70	52	40	187
Altri	18	10	6	2			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di *leasing* non annullabili	**507**	**80**	**76**	**72**	**52**	**40**	**187**

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 230 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ambientali; (ii) gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti merci; (iii) gli accantonamenti connessi all'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili; (iv) gli accantonamenti ai fondi contenziosi legali.
Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 cui si rinvia.
Gli altri oneri di 468 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (150 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore del Servizi Elettrico GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (114 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (112 milioni di euro); (iv) le perdite e oneri per transazioni e liti (110 milioni di euro); (v) le minusvalenze da alienazione e radiazione (50 milioni di euro).

Costo lavoro
Il *costo lavoro* si analizza come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Salari e stipendi	742	743
Oneri sociali	218	224
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	88	98
Costi personale in comando	53	58
Altri costi	62	90
	1.163	**1.213**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(87)	(83)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(40)	(49)
- ricavi recuperi da *partner* quota costo lavoro	(3)	(4)
	1.033	**1.077**

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2008	2009
Dirigenti	628	640
Quadri	3.958	4.135
Impiegati	6.709	6.462
Operai	1.511	1.397
	12.806	**12.634**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria.
I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock option* di 10 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2009 sono in essere n. 19.482.330 opzioni per l'acquisto di n. 19.482.330 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2009	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	229.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,512
Assegnazione 2006	3.018.155	23,119
Assegnazione 2007	5.144.050	27,451
Assegnazione 2008	7.040.125	22,540
	19.482.330	

Al 31 dicembre 2009 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2002, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2003, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 4 anni e 7 mesi per il piano 2008.
Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005 la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasso d'intersse privo di rischio	(%)	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9	
Durata	(anni)	8	8	8	6	6	6	
Volatilità implicita	(%)	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2	
Dividendi attesi	(%)	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1	

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 34, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli *ammortamenti e svalutazioni* si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2008	2009
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	658	630
- Attività immateriali	163	142
	821	**772**
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	296	276
- Attività immateriali	5	5
	301	**281**
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1)	
	1.121	**1.053**

29 Altri proventi e oneri operativi

Gli altri oneri netti operativi di 163 milioni di euro (505 milioni di euro di proventi netti operativi al 31 dicembre 2008) sono dovuti essenzialmente ai regolamenti ed alla variazione negativa del *fair value* di derivati, classificati come "*cash flow hedge*" nel bilancio consolidato, posti in essere nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe al 31 dicembre 2009 e all'effetto dei regolamenti dell'esercizio relativi a 42,2 milioni di boe. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi di Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva del *fair value* dei derivati su *commodity* posti in essere dalla Divisione Gas & Power.

30 Proventi (oneri) finanziari

I *proventi finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Differenze attive di cambio:		
- realizzate	3.822	3.265
- da valutazione	109	46
Interessi attivi	767	377
Commissioni per servizi finanziari	33	53
Interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	33	
Altri	2	5
	4.766	**3.746**

Gli interessi attivi di 377 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso società del gruppo Eni (349 milioni di euro) e sono relativi a crediti a lungo termine comprensivi della quota a breve termine per 255 milioni di euro.

Gli *interessi e gli altri oneri finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Differenze passive di cambio:		
- realizzate	3.722	3.377
- da valutazione	59	12
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	164	352
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	77	77
Interessi passivi	631	282
Altri	32	41
a dedurre:		
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(53)	(42)
	4.632	**4.099**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli interessi passivi di 282 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso banche di 197 milioni di euro e interessi verso società del gruppo Eni di 72 milioni di euro e sono relativi a debiti a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, per 160 milioni di euro.

I proventi netti su derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Contratti su valute	9	(14)
Contratti su tassi d'interesse	14	22
	23	**8**

I proventi netti su contratti derivati di 8 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti ed alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del *fair value* dei contratti derivati.

31 Proventi (oneri) su partecipazioni

I *proventi (oneri) su partecipazioni* si analizzano come segue:

	2008			2009		
(milioni di euro)	Dividendi	Proventi	Svalutazione e altri oneri	Dividendi	Proventi	Svalutazione e altri oneri
Nominativo						
Eni International BV	3.235			3.698		
Italgas SpA	255			219	906	
Stoccaggi Gas Italia SpA	148			82	451	
Snam Rete Gas SpA	215			249		
Eni Investment Plc	917					
Polimeri Europa SpA			337			516
Syndial SpA			312			429
Eni Angola SpA			138			169
Unión Fenosa SA	185			138		
Saipem SpA	83			104		
Ieoc SpA			74			104
GALP Energia SA	87			64		
EniPower SpA	38			57		
Eni Coordination Center SA	58			53		
Ecofuel SpA	53			53		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	45					
Padana Assicurazione SpA	40					
Eni Administration & Financial Service SpA	156			39		
LNG Shipping SpA	36			36		
Eni Trading Shipping SpA				27		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64			26		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	23			14		
Tecnomare SpA	28			13		
Inversora de Gas Cuyana SA						9
Distribuidora de Gas del Centro SA						8
Eni Medio Oriente SpA						6
Eni Timor Leste SpA			14			5
Altre (inferiori a 5 milioni di euro)	26	14	24	31	4	15
	5.692	**14**	**899**	**4.903**	**1.361**	**1.261**
Oneri per cessione Snamprogetti SpA						250
	5.692	**14**	**899**	**4.903**	**1.361**	**1.511**

Gli altri proventi di 1.361 milioni di euro riguardano essenzialmente la plusvalenza derivante dalla vendita, perfezionata in data 30 giugno 2009, del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas SpA, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro).
Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA si riferiscono all'accantonamento al fondo rischi diversi stanziato in relazione alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Informazioni in ordine a imprese controllate e collegate e a controllo congiunto, partecipate al 31 dicembre 2009, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle presenti note.

32 Imposte sul reddito

Le *imposte sul reddito* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Imposte correnti		
- IRES	(1.270)	(507)
- IRAP	(185)	(110)
Addizionale Libia		(238)
	(1.455)	**(855)**
Imposta sostitutiva legge 133/08	(227)	47
Storno fiscalità differita	521	
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**294**	**47**
Imposte differite	186	104
Imposte anticipate	669	54
	855	**158**
	(306)	**(650)**

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è dell'11,39% (4,34% nell'esercizio 2008).
Nei confronti di Eni e delle società: Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate da Eni nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002), EniData SpA, ItalgasPiù SpA (incorporate da Eni nel 2004), EniTecnologie SpA (incorporata da Eni nel 2006), Enifin SpA, Eni Portugal Investment SpA, Napoletana Gas Vendite SpA e Siciliana Gas Vendite SpA (incorporate da Eni nel 2007), Praoil SpA e Agipfuel SpA (incorporate da Eni nel 2008), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2004 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.
L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2008			2009		
(milioni di euro)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7.051	33,00%	2.327	5.711	34,00%	1.942
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	2.615	3,90%	102	2.381	3,90%	93
Aliquota teorica		**34,45%**			**35,63%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-25,27%			-27,73%	
- effetto storno della fiscalità differita legge 133/2008		-4,18%				
- plusvalenze esenti su cessione partecipazioni					-7,67%	
- perdite fiscali società consolidate		-6,12%			-3,21%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		4,21%			7,50%	
- stanziamenti a fondi rischi non deducibili					1,49%	
- riliquidazione imposta sostitutiva legge 133/2008					1,12%	
- altre variazioni		1,25%			4,26%	
Aliquota effettiva		**4,34%**			**11,39%**	

33 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2008						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	4.021	25.877	21.565	819		52.282
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.506)	(238)	(262)	(671)		(4.677)
Risultato operativo	3.004	1.128	(1.408)	(752)	115	2.087
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(41)	(164)	(185)	(200)		(590)
Ammortamenti e svalutazioni	(499)	(3)	(587)	(32)		(1.121)
Attività direttamente attribuibili [b]	3.464	8.765	6.327	1.855	(112)	20.299
Passività direttamente attribuibili [c]	2.088	6.829	3.246	1.165		13.328
Investimenti in attività materiali e immateriali	589	9	725	50		1.373
Esercizio 2009						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	2.644	18.209	14.014	813		35.680
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.088)	(196)	(193)	(661)		(3.138)
Risultato operativo	767	1.028	74	(496)	(70)	1.303
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1	36	118	75		230
Ammortamenti e svalutazioni	445	4	559	45		1.053
Attività direttamente attribuibili [b]	3.421	6.395	6.399	1.570	(182)	17.603
Passività direttamente attribuibili [c]	1.980	5.598	3.042	1.098		11.718
Investimenti in attività materiali e immateriali	683	8	515	35		1.241

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2008							
Attività direttamente attribuibili [a]	19.599	381	63	23	80	153	20.299
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.373						1.373
Esercizio 2009							
Attività direttamente attribuibili [a]	16.412	398	318	214	57	204	17.603
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.241						1.241

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2008	2009
Italia	40.654	25.670
Altri Paesi dell'Unione Europea	5.315	4.908
Resto dell'Europa	555	692
Americhe	222	575
Asia	437	369
Africa	413	317
Altre aree	9	11
	47.605	**32.542**

34 Compensi

Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2009 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.
Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [a]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [b]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765		400		1.165
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430	1	2.824	1.017	4.272
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Paolo Andrea Colombo	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Paolo Marchioni	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	107		10		117
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	163		10		173
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Francesco Taranto	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	153		10		163
Collegio Sindacale								
Ugo Marinelli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	121				121
Roberto Ferranti [c]	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Tiziano Onesti [d]	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84			40	124
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	44				44
Direttori generali								
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12			3	772	734	1.509
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	1.002	745	1.748
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 31.12			2	648	642	1.292
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [e]					15	4.179	4.266	8.460
				2.551	**22**	**9.895**	**7.444**	**19.912**

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.
(b) Relativi all'incentivazione annuale collegata alle *performance* realizzate nel 2008 (6.283 migliaia di euro) e all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006 (3.612 migliaia di euro).
(c) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(d) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei.
(e) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (otto dirigenti).

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 9,9 milioni di euro e 6,4 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2009 e 2008, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 435 mila euro e 434 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2009 e 2008 (art. 2427, n. 16 del Codice Civile).

Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbia costituito un costo per la Società, anche se non soggetta all'imposta sul reddito delle persone fisiche; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre 2009 ammontano a 25 milioni di euro per il 2008 e a 34 milioni di euro per il 2009 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009 [a]
Salari e stipendi	17	20
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	10
Stock grant/option	4	3
	25	**34**

(a) L'incremento di costo rispetto all'esercizio precedente è principalmente riconducibile ad una diversa composizione dei *Key manager* ed all'introduzione in sostituzione delle *stock option* di un incentivo monetario differito il cui *fair value* rileva in un unico esercizio, a differenza delle *stock option* il cui *fair value* veniva ripartito secondo la durata del piano.

Incentivazione di Lungo Termine attribuita agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con Responsabilità Strategiche

1. Incentivo monetario differito

Il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Relazione sui Compensi" del capitolo "Relazione sul governo societario").

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2009 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	786.500
Claudio Descalzi	Direttore generale Divisione E&P	340.000
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	349.500
Angelo Caridi	Direttore generale Divisione R&M	307.000
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]		1.612.000

(a) 8 dirigenti.

In relazione alla delibera del Consiglio di Amministrazione di Eni di non attuare per l'anno 2009 il piano di *stock option* e all'obbligazione nei confronti dell'Amministratore Delegato di adottare uno strumento alternativo di incentivazione con lo stesso effetto economico qualora il piano non fosse operativo, è stato approvato per l'Amministratore Delegato un nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine, di tipo monetario, a compensazione ed in sostituzione del Piano di *Stock Option* 2009, con valore e caratteristiche coerenti al precedente Piano. Tale Piano prevede, quale condizione di *performance*, le variazioni del parametro utile netto *adjusted* + *Depletion Depreciation & Amortization* (DD&A) misurato nel triennio 2009-2011 in termini relativi rispetto alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. L'importo attribuito nel 2009 di 2.716.391 euro sarà erogato nel 2012, al termine dei tre anni di *vesting*, in percentuale compresa tra zero e 130 dell'importo attribuito, sulla base dei risultati di *performance* conseguiti nel triennio di riferimento.

2. Stock option

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate nominativamente le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Per l'anno 2009 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'eliminazione del piano di *stock option*.

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P		Direttore generale Divisione R&M		Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]	
Nome e cognome		Paolo Scaroni [b]	Claudio Descalzi	Domenico Dispenza		Angelo Caridi			
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:									
- numero opzioni		2.587.500	264.000	380.000	142.000 [c]	150.500	122.000 [d]	1.671.000	80.500 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,767	24,009	24,142	4,399	22,534	21,098	23,660	21,545
- scadenza media in mesi		55	55	56	54	65	48	56	48
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni									
- prezzo di esercizio	(euro)								
- scadenza media in mesi									
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni									35.600 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)								17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)								22,264
Opzioni decadute nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni		360.930	40.280	64.925			14.700 [d]	233.995	8.900 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,100	23,100	23,100			17,519	23,100	17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	14,079	14,079	14,079			12,240	14,079	12,240
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:									
- numero opzioni		2.226.570	223.720	315.075	142.000 [c]	150.500	107.300 [d]	1.437.005	36.000 [e]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,875	24,173	24,357	4,399	22,534	21,588	23,751	26,521
- scadenza media in mesi		45	46	46	42	53	36	46	43

(a) 8 dirigenti.
(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione nel 2007 di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro; relativamente all'attribuzione 2006 di tale incentivo con valore di 96.000 euro e prezzo di esercizio di 23,1 euro, non si sono determinate le condizioni per la sua erogazione, in quanto il prezzo del titolo Eni è risultato inferiore al prezzo di esercizio al termine del periodo triennale di *vesting*.
(c) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.
(d) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.
(e) Opzioni su azioni Saipem.

Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento per l'anno 2009 di 244.435,07 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle *performance* del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

35 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,85 e 1,40 rispettivamente nel 2008 e nel 2009 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.638.835.896 e 3.622.405.852 rispettivamente nell'esercizio 2008 e 2009. L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da assegnare a fronte dei piani di *stock option* produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, come meglio specificato nel proseguo;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato, come meglio specificato nel proseguo;

b) il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2009 a 1,7 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,2 milioni di euro in termini di vendite;

d) i contributi a enti, sotto controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda il debito residuo relativo all'onere "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (100 milioni di euro); (b) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti con FEEM sono di importo non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

L'analisi dei **rapporti di natura commerciale e diversa** con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2009					2009						
						Costi			Ricavi			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	*Commodity*
Imprese controllate												
Agip Austria GmbH	11							1	170	2		
Agip Caspian Sea BV					10.067							
Agip Ceská Republika, Sro					60							
Agip Deutschland GmbH		6		2	4	63					1	
Agip Karachaganak BV					2.306							
Agip Slovenija Doo	5				4				50			
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	22			1		78		1	1		
Distrigas NV	48	7	7	7		34	11		66			
Ecofuel SpA	4	35				220			1	1	2	
Eni Administration & Financial Service SpA	25	23			2	8	84	20		18	2	
Eni AEP Ltd					64							
Eni Angola Exploration BV					65							
Eni Algeria Exploration BV					1.100							
Eni Congo SA	53									90		
Eni Coordination Center SA	2		107	140						2		
Eni Croatia BV	1	16				207				1		
Eni France Sarl					50							
Eni Fuel Nord SpA	115	1							566		2	
Eni Gas & Power GmbH	14	2					12	1	120	10		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	4	(15)					55		14			
Eni Gas Transport International SA	2	85				4	85			11	1	
Eni Insurance Ltd					268							
Eni India Ltd					75							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	18	41				258	3	1	56	13	1	
Eni Middle East BV					359							
Eni Norge AS	6	10	1	1	262	106	13	1	4	14	1	
Eni North Africa BV	14	39			51	711				34	5	
Eni Petroleum Co Inc					4.128							
Eni Rete oil&nonoil SpA	16	19					12		582	2	9	
Eni Suisse SA	10	2				39			95	3		
Eni Timor Leste SpA					75							
Eni Trading & Shipping SpA	205	796	97	9	243	9.064	131		1.232	12		126
Eni UK Ltd	15	6	124		28	7	1	2	204	12	4	152
Eni Usa Gas Marketing LLC					1.229							
EniPower Mantova SpA	2	34				6	94	3	7	1		
EniPower SpA	94	164	11		218	95	446	16	321	52	13	
EniServizi SpA	45	24			11		136	15	18	15	3	
European Maritime Commerce BV					205							
Italgas SpA	44	177		1	30		658	8	10	7	1	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	63	25			57		16			38		
Petromar Lda					51							
Polimeri Europa SpA	123	70	2	5	570	19	2	14	522	75	7	
Raffineria di Gela SpA	32	104			115	24	427	4	208	4	3	
Saibos Construções Maritimas Lda					52							

(milioni di euro)

	31.12.2009					2009						
						Costi			Ricavi			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	*Commodity*
Imprese controllate												
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda					119							
Saipem Contracting Algerie SpA					286							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					204							
Saipem Energy Services SpA	1	93	9	2	5	6	205		2	1	1	
Saipem SA					872							
Saipem SpA	12	161	75	45	2.616		216	5	6	9		
Snam Rete Gas SpA	16	195	84		51		932	1	91	4	1	
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					114							
Società EniPower Ferrara Srl	13	13			69	10			140			
Stoccaggi Gas Italia SpA	81	20		1	20	1	139	1	8	31		
Syndial SpA	20	81			895		23	34	4	11	5	
Tecnomare SpA	3	40			9		50			2		
TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	9		1	4	175				68		1	
Toscana Energia Clienti SpA	68				15				290	1	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	287	610	36	7			366			159		
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	232	162	113	100	549	37	186	100	65	323	59	26
	1.716	**3.068**	**667**	**324**	**27.749**	**10.919**	**4.381**	**227**	**4.921**	**959**	**123**	**304**
Imprese collegate e a controllo congiunto												
Altergaz SA	50								142			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		28					62					
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno					6.037							
Fox Enenrgy SpA	44					1			241			
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	17								196	4	1	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15								71			
Raffineria Di Milazzo ScpA	12	8					242		96	1	1	
Saipon Snc					61							
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71				36	157			40		
Unión Fenosa Gas SA	8				62	12			53			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	61	41			63	15	145	(1)	63	29	12	
	211	**148**			**6.223**	**64**	**606**	**(1)**	**862**	**74**	**14**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	47	15				6	282	77	342	103	1	
Gruppo Gestore Servizi Elettrici	83	69				372		75	338	15		19
Terna SpA	5	13				2	45	19		74		25
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	76	60				(4)	52		78	9		
	211	**157**				**376**	**379**	**171**	**758**	**201**	**1**	**44**
	2.138	**3.373**	**667**	**324**	**33.913**	**11.359**	**5.366**	**397**	**6.541**	**1.234**	**138**	**348**

I rapporti più significativi con le *imprese controllate, collegate e a controllo congiunto* riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Polimeri Europa SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, EniPower SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Società EniPower Ferrara Srl,) e collegate (Fox Energy SpA, Raffineria di Milazzo ScpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl,) nonché di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip Austria GmbH, Eni Suisse SA, Agip Slovenija doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate, in particolare da Italgas SpA e dalla società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate (tra le principali Toscana Energia Clienti SpA, Polimeri Europa SpA, Snam Rete Gas SpA sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni UK Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Gasversorgung Suddeutschland GmbH, Union Fenosa Gas SA, Altergaz SA, Eni Gas & Power GmbH, Distrigas NV, Tigaz Zrt, Eni UK Ltd sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Tecnomare SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate (tra le principali Eni Congo SA, Nigerian Agip Oil Co Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport International SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del *fuel gas*, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- il servizio di *Tolling* che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione dei servizi di ingegneria e di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Saipem Energy Services SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Eni Administration and Financial Service SpA (ex Sofid SpA) che svolge attività amministrative, finanziarie e di *leasing* nell'interesse di Eni). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di *procurement* – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio *commodity* sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

I rapporti più significativi con le *imprese possedute o controllate dallo Stato* riguardano:

- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita ed il trasporto di gas naturale e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale;
- la stipula di contratti derivati su *commodity* con il Gruppo GSE – Gestione Servizi Elettrici e con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità dei prezzi dell'energia elettrica acquistata e di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei **rapporti di natura finanziaria** con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2009			2009		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Eni Administration & Financial Service SpA	6	75		1		
Eni Coordination Center SA	1.062	369	20.388	19	3	(104)
Eni Finance USA Inc			2.082			
Eni Oil do Brasil SA			85			
Eni Petroleum Co Inc	1				2	112
Eni Rete oil&nonoil SpA	50	10			1	
Eni Trading & Shipping SpA	386		608	3	6	(17)
EniPower Mantova SpA	184	1			6	
EniPower SpA	447	144		1	11	10
Italgas SpA	1.283			1	28	(1)
LNG Shipping SpA		293		8		
Polimeri Europa SpA	454		21		24	(2)
Raffineria di Gela SpA	539				6	
Saipem Energy Services SpA	82	8			1	(4)
Saipem SpA	857	46	46	1	52	20
Serfactoring SpA	136	3			2	
Snam Rete Gas SpA	7.566	17			140	104
Società EniPower Ferrara Srl	172	11			6	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.115				31	(1)
Syndial SpA		1.448	39	36	1	
Toscana Energia Clienti SpA	81				1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.177	1			39	(15)
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	335	449	173	3	33	(96)
	15.933	**2.875**	**23.442**	**73**	**393**	**6**
Imprese collegate e a controllo congiunto						
Artic Russia BV			170			
Blue Stream Pipeline Co BV			692			
Raffineria Di Milazzo ScpA			85			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			121			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	5				12	
	5		**1.068**		**12**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)		1		1		
		1		**1**		
	15.938	**2.876**	**24.340**	**74**	**405**	**6**

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con *spread* coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 "Garanzie, Impegni e rischi" delle presenti Note al bilancio.
Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante).

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2008			31.12.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Crediti commerciali e altri crediti	14.403	7.368	51,16	13.861	8.335	60,13
Passività finanziarie a breve termine	5.839	3.536	60,56	3.177	2.597	81,74
Debiti commerciali e altri debiti	7.335	3.013	41,08	6.205	2.737	44,11
Altre passività correnti	1.339	889	66,39	969	284	29,31
Passività finanziarie a lungo termine	11.237	272	2,42	18.431	279	1,51
Altre passività non correnti	3.071	854	27,81	2.601	776	29,83

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Ricavi della gestione caratteristica	47.605	10.569	22,20	35.542	7.776	21,88
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	44.084	22.974	52,11	29.216	16.794	57,48
Proventi finanziari	4.766	729	15,30	3.746	405	10,81
Oneri finanziari	4.632	241	5,20	4.099	74	1,81
Strumenti derivati	23	(76)		8	6	75,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2008	2009
Ricavi e proventi	10.701	8.750
Costi e oneri	(23.298)	(17.606)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(295)	635
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	1.101	(959)
Dividendi ed interessi	6.094	5.182
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**(5.697)**	**(3.998)**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali	(200)	(272)
- partecipazioni e titoli	(4.159)	(6.491)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	*39*	*20*
Flusso di cassa degli investimenti	(4.320)	(6.743)
Disinvestimenti:		
- partecipazioni e titoli	39	4.563
Flusso di cassa dei disinvestimenti	39	4.563
- Crediti finanziari	(101)	(1.989)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.382)**	**(4.169)**
- Variazione debiti finanziari. Crediti finanziari non strumentali	(1.501)	(1.115)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.501)**	**(1.115)**
Effetti derivanti da operazioni straordinarie	51	(3)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(11.529)**	**(9.285)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Flusso di cassa da attività di esercizio	11.173	(5.697)	n.s.	4.753	(3.998)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.249)	(4.382)	70	(5.127)	(4.169)	81
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.701)	(1.501)	32	87	(1.115)	n.s.
Effetto delle fusioni	51	51	100	(3)	(3)	100

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri non ricorrenti netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2008	Esercizio 2009	Variazione
Accantonamento per oneri su cessione Snamprogetti SpA		250	250
Accantonamenti (utilizzi) per procedimento Antitrust nel settore delle paraffine [a]	(21)		21
	(21)	**250**	

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA si riferiscono all'accantonamento al fondo rischi diversi stanziato in relazione alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

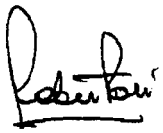
Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.060.639.549,44 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 5.060.639.549,44 euro, che residua in 3.249.436.231,44 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 10 settembre 2009, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò a 1 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,50 euro per azione a partire dal 27 maggio 2010, con stacco cedola il 24 maggio 2010.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

11 marzo 2010

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D. Lgs. 58/98 e dell'art 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,
nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. A seguito della emanazione del Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica all'Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale regolamento ha ampliato le proprie funzioni estendendo le competenze all'attività di vigilanza sulle società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai corrispondenti organi di controllo (ove esistenti) ai sensi dell'art. 151 del d. lgs. 58/98.
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, che sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia.
   Sulla base delle informazioni a noi rese disponibili, possiamo ragionevolmente ritenere che le operazioni poste in essere dalla Società sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
c) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate;
d) nella riunione del 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha approvato con il parere del Comitato per il controllo interno le Linee Guida sulle operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e con parti correlate, in attesa che siano emanate le disposizioni della Consob in materia. Fino alla data di approvazione delle Linee Guida, le operazioni rilevanti con parti correlate sono state identificate in base al Principio Contabile IAS 24 e alla specifica normativa interna del 4 luglio 2006 e del 20 dicembre 2007 relativa all'informativa di bilancio. Segnaliamo altresì che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche di Eni S.p.A hanno fornito espresse dichiarazioni relativamente ad eventuali operazioni effettuate con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del d. lgs. n. 58/98 sia direttamente, sia per interposta persona o per il tramite di soggetti a loro riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24.
   In proposito, si è rilevato che solo un componente del Consiglio di Amministrazione, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, ha dichiarato l'effettuazione di operazioni commerciali e di servizi di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo da parte di un gruppo di società riconducibili ad un proprio familiare, rientrante nella fattispecie di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello IAS 24, in quanto soggetto che detiene la maggioranza azionaria della relativa holding controllante. Dalle informazioni rese disponibili nel corso dei Consigli di Amministrazione ai sensi di legge, non risulta che gli amministratori abbiano posto in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società.
   Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione e nelle note al bilancio di esercizio e consolidato ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. In applicazione delle Linee Guida le operazioni con parti correlate di maggiore rilievo sono state sottoposte all'esame del Consiglio di Amministrazione. In particolare il Consiglio ha esaminato e rappresentato nella Relazione sulla gestione l'erogazione a Eni Foundation di un contributo finalizzato ad un versamento da parte della stessa al Fondo di Solidarietà previsto dal D.L. n. 112 del 25 giugno 2008;
e) la società di revisione ha rilasciato, in data 7 aprile 2010, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del d. lgs. 58/98 (ora art. 14 del d. lgs. 39/2010) rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato dell'Eni sono *"stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data"*. Inoltre, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione ha dichiarato che *"la relazione sulla gestione e la relazione sul governo societario, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c, d, f, l, m e al comma 2, lettera b dell'art. 123-bis d. lgs. 58/98, sono coerenti con il bilancio di esercizio"*;
f) la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del d. lgs n. 58/98, in relazione al disposto dell'articolo 2433-bis, comma 5, del c. civ. (acconto sui dividendi);
g) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 del c. civ.;
h) la clausola 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.
   In applicazione di tale disposizione è stata emanata la Procedura n. 221 del 26 giugno 2006 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute

dall'Eni e dalle Società controllate, dirette e indirette" che prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi anche in forma confidenziale o anonima. A tal riguardo abbiamo esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2009 dall'internal audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2009 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 172 fascicoli di segnalazioni (149 nel 2008), di cui n. 108 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno (79 nel 2008).

Sulla base delle istruttorie concluse dall'internal audit, nel corso del 2009 sono state archiviati n. 114 fascicoli (153 nel 2008), di cui n. 74 (89 nel 2008) afferenti il sistema di controllo interno e 40 (64 nel 2008) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 74 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'internal audit, è risultato che 16 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (24 nel 2008), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e/o di provvedimenti organizzativi/gestionali nei confronti dei soggetti interessati. In 39 casi (50 nel 2008) gli accertamenti eseguiti dall'internal audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; in 19 casi (15 nel 2008), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'internal audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono comunque state intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno.

Al 31 dicembre 2009, restavano aperti n. 115 fascicoli (57 al 31 dicembre 2008), di cui n. 73 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno (40 al 31 dicembre 2008).

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso da parte dell'internal audit, allo stato attuale non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;

i) non abbiamo conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

j) in allegato alle Note del bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob.

Gli "altri servizi" forniti alle società controllate dall'Eni SpA dalla società di revisione, PricewaterhouseCoopers SpA (PwC) e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 160, comma 1-ter, d. lgs. 58/98 e dalle norme Consob di attuazione.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers SpA;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers SpA;

k) con l'esercizio 2009 viene a scadenza l'incarico alla PricewaterhouseCoopers (PwC) di revisione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato di Eni e, essendo tale incarico protrattosi complessivamente per 9 esercizi, non è più rinnovabile ai sensi dell'art. 159 comma 4, d. lgs. 58/98, pertanto si rende necessario conferire l'incarico ad un nuovo soggetto differente da PwC.

A norma dell'art. 159, comma 1, d. lgs. 58/98, l'Assemblea, in occasione dell'approvazione del bilancio, "*conferisce l'incarico di revisione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato ad una società di revisione iscritta nell'albo speciale previsto dall'articolo 161 approvandone il compenso sulla base di una proposta motivata dell'organo di controllo*"; il Collegio pertanto ha proceduto a selezionare il soggetto da proporre all'Assemblea per l'attribuzione dell'incarico di revisione contabile per gli esercizi 2010-2018. L'attività svolta, i criteri e le decisioni adottate sono illustrate nella relazione contenente la proposta motivata sottoposta all'esame dell'Assemblea odierna;

l) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c. civ.;

m) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del d. lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri e scambi di documenti con la società di revisione e con i collegi sindacali di alcune società controllate, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Anche dall'esame delle relazioni dei Collegi sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;

n) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno; (ii) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Societaria prodotta semestralmente in base alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2007; (iii) l'esame della relazione del Preposto al Controllo Interno sul Sistema di Controllo Interno di Eni; (iv) l'esame dei rapporti dell'internal audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (v) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti; (vi) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (vii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act; (viii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del d.lgs. 58/98; (ix) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato. Dall'attività svolta non sono emerse situazioni o fatti critici che possono far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno di Eni nel suo complesso. Tale giudizio tiene conto delle iniziative avviate nel corso dell'esercizio 2009 o previste dalla Direzione della Società per la razionalizzazione ed integrazione, di specifiche aree del Sistema di Controllo Interno, inquadrabili nel generale processo di continuo miglioramento dell'efficacia e efficienza del Sistema stesso perseguito dalla Società;

o) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei d. lgs. 231/01 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative.

L'Organismo di Vigilanza, la cui istituzione e composizione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2009 senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

p) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del d. lgs. 58/98 e della disciplina prevista dalla Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

q) abbiamo vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del d. lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina dell'Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, secondo quanto precisato nella Relazione sul governo societario predisposta dagli Amministratori, e abbiamo altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

r) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnaliamo che – alla data del 31 dicembre 2009 – le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese rilevanti ai fini del sistema Eni di controllo sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2009, il Collegio si è riunito 26 volte (con una presenza media del 91% dei suoi componenti), ha assistito alle 17 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media del 95% dei suoi componenti). Inoltre, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, e – relativamente a taluni argomenti – nella sua interezza, il Collegio Sindacale ha partecipato a 19 delle 20 riunioni del Comitato per il controllo interno.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

7 aprile 2010

Ugo Marinelli

Roberto Ferranti

Luigi Mandolesi

Tiziano Onesti

Giorgio Silva

Di seguito è fornito l'elenco degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti dal membro del Collegio Sindacale al 7 aprile 2010, data di redazione della Relazione del Collegio per l'Assemblea (Allegato ex. art. 144 quinquesdecies Regolamento Emittenti) – Tra parentesi è indicato il bilancio di esercizio con la cui approvazione termina il mandato.

Ugo Marinelli: Presidente del Collegio Sindacale in Eni SpA (2010), Società Energie Rinnovabili SpA (2009), Società Energie Rinnovabili 1 SpA (2009); Consigliere di Amministrazione in Finanziaria Gold - Fingold SpA (2010);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 4;

Roberto Ferranti: Sindaco effettivo in Eni SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in EQUITALIA CERIT SpA di Firenze (2011);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 2;

Luigi Mandolesi: Presidente del Collegio Sindacale in Procter & Gamble Holding Srl (2011), Finamca SpA (2009), Impreme SpA (2010), Edf EN Italia SpA (2010), Progetto Dinamico SpA (2011), Albergo Centrale Srl (2012); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Pietro Mezzaroma e Figli SpA (2011), Larimart SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in Villa Margherita SpA (2011), Finconcordia SpA (2011);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 11;

Tiziano Onesti: Presidente del Collegio Sindacale in A.G.I. SpA (2009), Indipendenza SpA in liq. (2010), La Grande Cucina SpA (2010), New-Co. RAI International SpA (2009), Pm & Partners SpA SGR (2011), Sagrim SpA in liq. (2010), Saiim SpA in liq. (2010), Satimag Srl (2010), Servizi Aerei SpA (2009), Sviluppo Italia Puglia SpA (2012), Villa York Srl in liq. (2010); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Heuler Hermes Siac SpA (2012), Ford Italia SpA (2012), Mazda Motor Italia SpA (2010), Nbc Universal Global Networks Italia Srl (2011), Siac Services Srl (2010); Consigliere di Amministrazione in Gruppo Editoriale L'Espresso SpA (2011), Ambiente SpA (2012);
numero incarichi in società quotate: 2; numero complessivo incarichi: 19;

Giorgio Silva: Presidente del Collegio Sindacale in T.S.P. – Tecnologie e servizi per il Pubblico Srl (2011), Kedrios SpA (2009); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Hewlett Packard Italiana Srl (2011), R.C.S. Mediagroup SpA (2011), Bolton Alimentari SpA (2011), Alitalia Compagnia Aerea Italiana SpA (2010), Cai Second SpA (2010), Air One SpA (2010), Air One City Liner SpA (2010), Air One Technic SpA (2010), Sia Ssb SpA (2009);
numero incarichi in società quotate: 2; numero complessivo incarichi: 12.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D. Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-*bis*, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2009.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello *Internal Control – Integrated Framework* emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009:
   a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n.1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
   b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente;

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

11 marzo 2010

/firma/Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE
AI SENSI DELL'ARTICOLO 156
DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58
(ora art. 14 del D.Lgs. 27.1.2010, n° 39)**

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005, compete agli amministratori della Eni SpA . E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale. La revisione contabile sul bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati presentati ai fini comparativi sono stati riesposti per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 7 aprile 2009.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 43 dell'Albo Consob – Altri Uffici: **Bari** 70125 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 – **Bologna** Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186911 – **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wührer 23 Tel. 0303697501 – **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 – **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 – **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 0498762677 – **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 – **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – **Trento** 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel.0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla CONSOB. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella specifica sezione della relazione sulla gestione consolidata sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2009.

Milano, 7 aprile 2010

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

Deliberazione dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni S.p.A. tenutasi il 29 aprile 2010 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile di 5.060.639.549,44 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.060.639.549,44 euro, che residua in 3.249.436.231,44 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 10 settembre 2009 e messo in pagamento il 24 settembre 2009, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò a 1 euro;
  - alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione proposta del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo 2009 a partire dal 27 maggio 2010, con stacco fissato al 24 maggio 2010;
- il conferimento dell'incarico di revisione contabile del bilancio di Eni S.p.A. per gli esercizi 2010-2018 alla società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A.;
- le modifiche degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello Statuto proposte dal Consiglio di Amministrazione.

PAGINA BIANCA

Allegati 2009

PAGINA BIANCA

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2009

■ Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2009, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate é indicato il criterio di valutazione.

In nota é riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'*International Standard* ISO 4217.

Al 31 dicembre 2009 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	**50**	**226**	**276**						
Partecipazioni di imprese consolidate [b]									
Valutate con i metodo del patrimonio netto	13	49	62	42	96	138			
Valutate con il metodo del costo	6	15	21	8	25	33	7	27	34
	19	**64**	**83**	**50**	**121**	**171**	**7**	**27**	**34**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		3	3						
Possedute da imprese a controllo congiunto				3	23	26			
		3	**3**	**3**	**23**	**26**			
Totale imprese	**69**	**293**	**362**	**53**	**144**	**197**	**7**	**27**	**34**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro; (ii) totale ricavi: 6,250 milioni di euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità.

■ Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

In attesa della pubblicazione del Decreto che individuerà gli Stati o territori che consentono un adeguato scambio di informazioni e nei quali il livello di tassazione non è sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia, attualmente gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono quelli individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2009 Eni controlla 20 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 20 società, 13 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (12) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Ulteriori 2 società saranno soggette ad imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte.

Delle 20 società 13 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolesi della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc.

Eni controlla inoltre 26 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2009 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PriceWaterhouseCoopers. Fanno eccezione i bilanci della Petromar Lda (Angola) oggetto di revisione contabile da parte della Deloitte, e della SAGIO Companhia Angolana de Gestao de Installacao Offshore Lda (Angola) oggetto di revisione contabile da parte della Auren.

Al 31 dicembre 2009 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 15 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 7 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 2 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Le restanti 6 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA(#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'Economia e delle Finanze	20,31	100,00	C.I.
				Cassa Depositi e Prestiti SpA	9,99		
				Eni SpA	9,56		
				Altri Soci	60,14		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.697.440	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	81.403.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	Ortona (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	Ortona (CH)	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Padana Energia SpA	Ravenna	EUR	3.642.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Astrakhan Gas and Oil Co	Astrakhan (Russia)	RUB	100.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	54,00 46,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.954	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd (15)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Oman) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		Co.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) L td	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Shipping & Transportation Ltd	Samara (Russia)	RUB	173.000	Burren Ship M. Ltd	100,00		
Burren Resources Petroleum Ltd (15)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(15) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo relativo al periodo d'imposta 2009 sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Per il periodo d'imposta 2008 l'istanza di interpello è stata accolta.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni AOG Ltd (In liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc - (L)	100,00		
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	8.851.149	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.303.200.001,000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	17.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	GHC	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00		P.N.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.770.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PetroRussia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	6.573.036	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	505.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd (ex Burren Energy (Yemen) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Eurl Eni Algerie	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	USD	1	First Calgary P. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Ltd	Calgary (Canada)	USD	764.678.495	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	CAD	10	First Calgary P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	First Calgary P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (India)	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E.Co Ltd	100,00		P.N.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni North Africa BV	100,00		Co.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Sviluppo Tec. Ind. SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	45,55 37,00 17,45		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	35,20 10,20 5,10 49,50	31,98	C.I.
COM. e S.V. Srl - Gas & Power (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		Co.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci Terzi	99,69 0,31	55,40	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	300.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Deutschland SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,57	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Rete Gas Roma Srl	Roma	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		P.N.
Seacom SpA	Viareggio (LU)	EUR	2.200.000	Toscana Energ. C. SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	1.120.000	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.570.768.494	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci Terzi	52,54 (a) 5,46 42,00	55,57	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,57	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,57	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Travagliato Energia Srl	Travagliato (BS)	EUR	20.000	Toscana Energ. C. SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 55,57
Soci Terzi 44,43

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci Terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Distrigas NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	66.228.301,690	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Distri RE SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	3.000.000	Distrigas NV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	4.686.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport International SA (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Distrigas NV SOFIPAR SA Soci Terzi	56,00 7,33 36,67	63,33	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	547.363.600	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Financement et de Participation SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	955.603.747,050	Transfin SA Distrigas NV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV Eni Gas Transport SA Trans Tunis. Co Ltd Eni Gas T. Deut. SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
South Stream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	50,08	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi	50,00 (a) 0,16 (..) 49,84	50,08	C.I.
Transfin SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	1.239.467,620	Distrigas NV	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Isole del Canale)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 50,08; Eni Adfin SpA (..); Soci Terzi 49,92

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA (ex AgipFuel Nord SpA)	San Donato Milanese (MI)	EUR	8.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA (ex Agip Rete SpA)	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	56.875.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Messina Fuels SpA	Roma	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	136.740.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00	100,00	C.I.
Agip Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.529,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV (ex Agip Benelux BV)	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ceská Republika Sro (ex Agip Ceská Republika Sro)	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA (ex Agip Ecuador SA) (10)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl (ex Agip France Sàrl)	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt (ex Agip Hungaria Zrt)	Budapest (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU (ex Agip Iberia SLU)	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Ceská Republika Sro (ex Agip Oil Ceská Republika Sro)	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	800.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil Slovensko Spol Sro (ex Agip Oil Slovensko Spol Sro)	Bratislava (Slovacchia)	EUR	12.281.751	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro (ex Agip Slovensko Spol Sro)	Bratislava (Slovacchia)	EUR	24.563.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA (ex Agip Suisse SA) (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle (USA)	USD	36.000.000	Eni Trad.&Ship. SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Services BV (ex Agip Trading Services BV) (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA (10)	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Russia)	RUB	1.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(4) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.240.077.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	39,16 25,59 1,79 33,46		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	EUR	8.751.500	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Polimeri France SAS	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH (12)	Francoforte Sul Meno (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	367.575	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. Zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Dunastyr Zrt	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana Do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci Terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 (a) 1,28 55,81	43,48	C.I.

IN ITALIA

Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì (NU)	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Servizi Energia Italia SpA (ex Saipem Energy Italia SpA)	Porto Marghera (VE)	EUR	291.000	Saipem En.Serv SpA	100,00	43,48	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,44	C.I.

ALL'ESTERO

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Saipem SpA Snamprog.Netherl. BV	99,00 1,00	43,48	C.I.
Bannorsud - Comércio Serviços de Consultoria e Investimentos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA	100,00		P.N.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,48	C.I.
BOS Investment Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	700.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,48	C.I.
BOS - UIE Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	600.600	BOS Investment Ltd	100,00	43,48	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
ERSAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,74	C.I.
ERSAI Marine Llc	Republic of Kazakhstan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ERSAI Caspian Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
European Marine Contractors Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem UK Ltd European M. I. - (L)	50,00 50,00	43,48	C.I.
European Marine Investments Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	USD	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00	43,48	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'U.E.
(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 43,48
Soci Terzi 56,52
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01		P.N.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,48	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,48	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	100.719.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00	30,44	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,48	C.I.
SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Ltda (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA Cv	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Beijing (Cina)	USD	250.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..) (..)	43,48	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,59	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Discoverer Invest Sàrl (ex Frigstad Discoverer Invest Ltd) (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	215.000	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	14.719.299	Saipem En.Serv SpA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem Drilling CO Private Ltd (ex Saipem Aban Drilling Co Private Ltd)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Saipem SA	50,00 50,00	43,48	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,95 (a) 58,05	17,99	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV European M. C. BV	99,92 0,04 0,04	43,48	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,88	C.I.
Saipem Perfurações e Construções Petroliferas Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,48	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,48	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem SA	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,48	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota Di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38; Soci Terzi 58,62
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kyiv (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,48	C.I.
SAS Port de Tanger	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,48	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	26,09	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Sigurd Rück AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamp. Man. S SA - (L)	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	SaipemIntern. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti France Sàrl	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (13)	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	43,05	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (in liquidazione) (10)	Ginevra (Svizzera)	CHF	300.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,48	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,90 0,10	43,48	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,48	C.I.
Sofresid SA	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Sonsub Ltd (in liquidazione)	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Star Gulf FZ Co (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,48	C.I.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Servicos de Consultadoria & Marketing Unipessoal Lda (ex Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda)	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem SGPS SA	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	437.578.684,400	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.320	Syndial SpA Eni Adfin SpA	95,00 5,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	58,70 41,30		P.N.
ALL'ESTERO							
Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Administration & Financial Service SpA (ex Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA)	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,62 0,38	99,62	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	35.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (8) (in liquidazione)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)		Co.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886	Tecnomare SpA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	6.485.901.110	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Artic Russia BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Eni Oil Co Ltd (†)(8)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo (†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
OAO "Arctic Gas Co"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	2.400.000	OOO "SeverEnergia"	100,00		
OAO "Neftegaztekhnologiya"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	500.000	OOO "SeverEnergia"	100,00		
OOO "SeverEnergia" (†)	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS (†)	Istanbul (Turchia)	TRL	2.030.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc (†)	Houston (USA)	USD	0(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Azione senza Valore Nominale.
(†) La società è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	387.000.000	Eni International BV U.G.D. Co Soci Terzi	24,55 (a) 26,36 49,09		P.N.
VIC CBM Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	USD	2	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	USD	2	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
ZAO Urengoil Inc	Yanar (Russia)	RUB	119.750.280	OOO "SeverEnergia"	100,00		
Zetah Noumbi Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	100	Burren En. (Congo) Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(a) Quota Di Controllo: Eni International BV 33,33; Soci Terzi 66,67
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Energia SpA	100,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA (†)	Arcore (MI)	EUR	175.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero (NO)	EUR	250.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo (LO)	EUR	100.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	EUR	200.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia Green SpA (ex Toscana Servizi ScpA)	Pisa	EUR	330.931,440	Toscana Energia SpA	100,00		
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	142.360.921	Italgas SpA Soci Terzi	49,38 50,62		P.N.
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Energia SpA Soci Terzi	56,67 43,33		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA (†)	Terni	EUR	2.120.000	Italgas SpA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Altergaz SA (#)(†)	Levallois Perret (Francia)	EUR	18.905.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	41,62 (a) 58,38		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stuttgart (Germania)	EUR	76.694.000	Enbw Eni Verw. mbH	100,00		
Gaz de Bordeaux SAS	Bordeaux (Francia)	EUR	757.576	Eni G&P France BV Altergaz SA Soci Terzi	17,00 17,00 66,00		P.N.
Gerecse Gázvezeték Építõ és Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabànya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl	Bruxelles (Belgio)	EUR	123.946	Distrigas NV Interconnector Ltd Soci Terzi	51,00 48,00 1,00		P.N.
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	8.462.080	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	EniPower SpA Soci Terzi	22,77 77,23		P.N.
Rhodigaz SAS (†)	Lyon (Francia)	EUR	37.800	Distrigas NV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SETGÁS Sociedade de Distribuição de Gás Natural SA (ex SETGAS Sociedade de Produção e Distribuição de Gas SA)	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci Terzi	21,87 78,13		P.N.
South Stream AG (†)(10)	Zug (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di Controllo: Eni G&P France BV 49,77; Terzi 50,23
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci Terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (†)(10)	Zurich (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (†)(8)	St. Helier (Isole del Canale)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Épitõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság (†)	Tatabanya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Infrastructeres BV	The Netherlands (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA (†)	Arezzo	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BT Trasporti SpA	Roma	EUR	1.800.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA (†)	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Fox Energy SpA (†)	Pesaro (PU)	EUR	20.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo (TV)	EUR	140.400	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	2.844.600	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona (AL)	EUR	1.500.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Venezia Tecnologie SpA (†)	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga (LO)	EUR	10.200.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungs gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA (10)	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	1.550.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH (†)	Buchenhain (Germania)	EUR	1.050.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carburoil SA (†) (10)	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Galp Energia SGPS SA (#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG (†)	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA (10)	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	USD	142.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	253.066.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	5.270.000	Polimeri Europa SpA	19,74		P.N.
				Syndial SpA	11,58		
				S.E.F. Srl	10,70		
				Soci Terzi	57,98		
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Polimeri Europa SpA	35,70		P.N.
				Syndial SpA	5,00		
				Soci Terzi	59,30		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria e costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio Snamprogetti - ABB LG Chemicals (‡) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Modena Scarl (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl (‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Sp-Tkp Fertilizer Srl (†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA (in liquidazione)	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Saipem SA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.
Barber Moss Ship Management AS (†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society (†)	Baku (Azerbaigian)	AZN	2.000	Star Gulf FZ Co Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Caspian Barge Builders Pte Ltd (†)(8)	Singapore (Singapore)	SGD	2	Saipem Singap. Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A Wll (†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR		Entreprise N. M. SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 (..) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(‡) L'impresa è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (†)	Victoria Island (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Guangdong Contractor Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda (16)	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Nigetecsa Fze (†)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Llc	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Off. Design Eng. Ltd Soci Terzi	99,00 1,00		
Offshore Design Engineering Ltd (†)	Kingston Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00		P.N.
OOO "Moss Krylov Maritime" (†)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd (†)(8)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO Fzco (†)(8)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd	Nuova Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipon Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Servicios de Construcciones Caucedo SA (†) (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP (†)(9)	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl (†)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(16) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog. F. Sàrl Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Maintenance Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.000.000	Starstroi Llc	100,00		
Starstroi-Security Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
STTS Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda (13)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem Lng Lp (†)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
TSLNG Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR		Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
TZS Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
02 PEARL Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca (BR)	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci Terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno (in liquidazione)	Giulianova (TE)	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci Terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,55 (a) 40,45		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota Di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.582.709.027,590	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68
North Caspian Operating Co BV	The Hague (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
OPCO - Sociedade Operacional Angola Lng SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	418.330,120	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	12,96 87,04
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci Terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40
Interconnector (UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	12.754.680	Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi	11,04 (a) 5,02 83,94
Lusitaniagas - Companhia de Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci Terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	13,04 86,96

(a) Quota Di Controllo:

Distrigas NV	11,40
Eni International BV	5,00
Soci Terzi	83,60

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo (PR)	EUR	126.958	Eni SpA Ce.P.I.M. SpA Soci Terzi	0,70 26,60 72,70
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	17,69 82,31
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA (14)	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	75.419	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur Snc	Pouteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	EUR	1	Agip France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00
G.I.P. Groupement Immobilier Petrolier	Tremblay en France (Francia)	EUR	40.000	Agip France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	21.628.764	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci Terzi	12,25 87,75
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Berlin (Germania)	EUR	284.305	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci Terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	593.641	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia Marghera (VE)	EUR	453.238	Syndial SpA Soci Terzi	14,88 85,12

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci Terzi	10,67 89,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 12)

Eni CBM Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Finance USA Inc	Wilmington	Corporate e Società Finanziarie	Rilevanza
Eni Gabon SA	Libreville	Exploration & Production	Costituzione
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Iraq BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai	Ingegneria e Costruzioni	Acquisizione del Controllo
Seacom SpA	Viareggio	Gas & Power	Acquisizione
Società Adriatica Idrocarburi SpA	Ortona	Exploration & Production	Costituzione
Società Ionica Gas SpA	Ortona	Exploration & Production	Costituzione
Società Padana Energia SpA	Ravenna	Exploration & Production	Costituzione
Travagliato Energia Srl	Travagliato	Gas & Power	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 19)

Agip Olaj Magyarország Kft	Budapest	Refining & Marketing	Fusione
Astrakhan Gas and Oil Co	Astrakhan	Exploration & Production	Irrilevanza
Burren Energy (Buguruslan) Ltd (in liquidazione)	Nicosia	Exploration & Production	Cancellazione
Burren Energy (Oman) Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Liquidazione
Burren Energy Drilling Services Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Burren Energy New Ventures Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Delong Hersent – Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni International Bank Ltd (in liquidazione)	Nassau	Corporate e Società Finanziarie	Irrilevanza
Eni Securities Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Liquidazione
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
Frigstad Discoverer Invest (S) Pte Ltd (in liquidazione)	Singapore	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Moss Arctic Offshore AS (in liquidazione)	Lysaker	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Saibos Construções Maritimas Unipessoal Ltda	Funchal	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos	Ingegneria e Costruzioni	Irrilevanza
Services et Equipements Petroliers et Gaziers SA (in liquidazione)	Lorient	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Snamprogetti Management Services SA (in liquidazione)	Ginevra	Ingegneria e Costruzioni	Liquidazione
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Snamprogetti Usa Inc	Dover	Ingegneria e Costruzioni	Fusione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SpA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2009

Acqua Campania SpA – Napoli
L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.829.736,07 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 3.465.000 euro, pari a 0,7 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 364.736,07 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 353.430 euro in data 12 maggio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)
L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 788.551,50 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti, un dividendo di 1.500.000 euro, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 1.382.984,62 euro, pari a 0,116 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 632.108,54 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 765.000 euro in data 27 maggio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 6.608.036,850 euro, pari al 51% del capitale sociale di 12.956.935 euro.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) – Londra (Regno Unito)
A seguito del completamento del processo di liquidazione della società, in data 17 dicembre 2009 l'Assemblea ha approvato il bilancio finale di liquidazione che chiude con un saldo pari a zero a seguito del riparto tra i soci dell'attivo risultante dal resoconto finale di liquidazione di 2.066.439,31 lire sterline. Eni ha incassato 1.948.502,84 euro in data 30 marzo 2009 e 302.518,60 euro in data 30 giugno 2009.
L'istanza di cancellazione è stata presentata alla Company House di Londra e avrà efficacia dal 22 marzo 2010.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma
L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 720.189 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) – Pomezia
L'Assemblea del 28 febbraio 2009 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione che chiude con un utile di 69.205 euro.
La partecipazione nel consorzio è costituita da due quote pari al 92,66% del fondo consortile di 125.507 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (liquidato) – San Martino Trecate
L'Assemblea del 25 febbraio 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con una perdita di 42.974 euro e ha deliberato di attribuire ai due consorziati la perdita di gestione di competenza di 21.487 euro.
In data 21 dicembre 2009, i consorziati hanno approvato il bilancio finale di liquidazione al 30 novembre 2009 che chiude con una perdita di 22.160 euro e hanno approvato l'assegnazione dei crediti fiscali e delle disponibilità liquide al consorziato Eni per 26.670 euro. Il consorzio è stato cancellato dal Registro delle Imprese in data 28 dicembre 2009.

Distribuidora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 19.575.637,99 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 18.596.856,09 pesos argentini, pari a 0,091903819 pesos argentini per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.272.024,96 pesos argentini in data 9 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA – Milano

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 74.124.234 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 53.000.000 di euro, pari a 0,52 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 21.124.234 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 18 maggio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Eni Administration & Financial Service SpA (ex Sofid – Società Finanziamenti Idrocarburi SpA) – Roma

L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 124.825.874,69 euro e ha deliberato di attribuire l'utile di 39.288.375,89 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 85.537.498,8 euro (0,52 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 24 giugno 2008), agli azionisti a titolo di dividendo per 39.149.855,22 euro, pari a 0,238 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 138.520,67 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 38.997.944 euro in data 13 maggio 2009.
In data 21 ottobre 2009 Eni ha acquistato n. 5.590 azioni ordinarie del valore nominale di 0,52 euro per il corrispettivo di 7.109,95 euro.
L'Assemblea del 19 novembre 2009 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Società Finanziamenti Idrocarburi – Sofid SpA a Eni Administration & Financial Service SpA, con efficacia dal 1° dicembre 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 163.856.908 azioni, pari al 99,61198% del capitale sociale, a n. 163.862.498 del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,615% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 151.681.064 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 20.200.000 euro.

Eni Coordination Center SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 3 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 234.351.689 dollari USA e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 21 dicembre 2009 ha deliberato di distribuire un dividendo di 223.000.000 di dollari USA pari a 37,47854 dollari USA per azione. Eni ha incassato il dividendo di 74.957.123,80 dollari USA in data 22 dicembre 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.000.001 azioni del valore nominale di 500 dollari USA, pari al 33,61% del capitale sociale di 2.975.036.000 dollari USA.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 4.583.503 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 4.320.000 euro, pari a 1,08 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 34.328 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 6 luglio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 18.602.560 euro che residua in 6.195.365 euro dopo la copertura della perdita di 12.407.195 euro deliberata dall'Assemblea il 25 giugno 2008 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 marzo 2008. L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 5.100.000 euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future e per 1.095.365 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 3.500.000 euro. In data 7 aprile 2009 Eni ha versato la somma di 3.500.000 euro.

Eni Fuel Nord SpA (ex AgipFuel Nord SpA) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 1.425.650 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.146.618 euro, pari a 0,3629 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 1.720.968 euro.

Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-giugno 2009.

L'Assemblea del 30 settembre 2009 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da AgipFuel Nord SpA a Eni Fuel Nord SpA, con efficacia dal 30 ottobre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 8.670.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 8.670.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 28 novembre 2008 ha deliberato un aumento del capitale sociale da 1.000.000 di euro a 2.766.000.000 di euro. In pari data Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 2.764.723.500 euro.

L'Assemblea del 18 giugno 2009 ha deliberato un aumento del capitale sociale da 2.766.000.000 di euro a 4.686.000.000 di euro. In pari data Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 1.919.808.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 9.999 azioni pari al 99,99% del capitale sociale di 4.686.000.000 di euro.

Eni Gas & Power Belgium SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 61.803,64 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 300.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 300.000 euro.

Eni Gas Transport Deutschland SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 17.241.522,77 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 4.453.519,46 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.230.843,49 euro, pari a 0,02839 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 27 maggio 2009.

L'Assemblea ha altresì approvato di distribuire agli azionisti un dividendo straordinario di 4.569.156,51 euro a valere sulla quota disponibile della riserva sovrapprezzo azioni e sugli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 27 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd – Dublino – (Irlanda)

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 71.554.894 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di quote del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd – Nassau (Bahamas)

L'Assemblea del 19 dicembre 2007 ha approvato la messa in liquidazione della società e la nomina del liquidatore. A seguito del completamento del processo di liquidazione della società, in data 30 ottobre 2009 l'Assemblea ha approvato il bilancio finale di liquidazione e il riparto tra i soci. In data 4 novembre 2009 Eni ha incassato 69.664.554,89 dollari USA.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 10.316.999.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più *tranche*, un dividendo di 5.300.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di

5.016.999.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo nel periodo aprile-dicembre 2009.
L'Assemblea del 14 dicembre 2009 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 300.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha versato la somma di 300.000.000 di dollari USA in data 18 dicembre 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.831.820 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 730.511.147 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 27 maggio 2009 ha deliberato un aumento del capitale proprio di importo pari a 1.000.000.000 di lire sterline, a titolo di apporto in conto capitale. Eni ha effettuato il versamento nel periodo maggio-giugno 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 3.067.080 euro e ha deliberato di coprire la perdita complessiva di 3.168.008 euro, comprensiva della perdita riportata a nuovo dall'esercizio precedente di 100.928 euro, mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future per 11.000.000 di euro. In data 7 aprile 2009 Eni ha versato la somma di 11.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 9.824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale, a n. 6.655.992 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.655.992 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela
L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 26.074.625 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 26.052.000 euro pari a 5,01 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 22.625 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 10 giugno 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc – Wilmington (USA)
L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 316.370.744 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea dell'11 giugno 2009 ha deliberato l'aumento del capitale proprio da liberarsi in più *tranche* fino a 100.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In data 17 giugno 2009, Eni ha versato a titolo di prima *tranche*, in proporzione alla quota di partecipazione posseduta, la somma di 31.928.480 dollari USA.
L'Assemblea del 27 ottobre 2009 ha deliberato l'aumento del capitale proprio fino a 400.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In data 30 ottobre 2009, Eni ha versato, in proporzione alla quota di partecipazione posseduta, la somma di 255.427.842 dollari USA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 63,85696% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

EniPower SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 48.484.069,79 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 56.696.870,94 euro pari a 0,06 euro per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di 10.637.004,64 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 118.388 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 104.089 euro, pari a 0,04 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 8.380 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 25.086.072 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 27.140.177 euro, pari a 0,4772 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 3.308.409 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 29 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 56.875.000 euro.

Eni Rete oil&nonoil SpA (ex AgipRete SpA) – Roma

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 1.363.963,79 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla copertura perdite di esercizi precedenti, il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 30 settembre 2009 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da AgipRete SpA a Eni Rete oil&nonoil SpA, con efficacia dall'8 ottobre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 27.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.480.000 euro.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 13.923.819 euro che residua in 6.142.038 euro dopo la copertura della perdita di 7.781.781 euro deliberata dall'Assemblea il 30 ottobre 2008 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2008. L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 4.000.000 di euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future, per 2.142.038 mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 9.000.000 di euro. In data 15 aprile 2009 Eni ha versato la somma di 9.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 8.983.555 azioni, pari al 100% del capitale sociale, a n. 6.841.517 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.841.517 euro.

Hotel Assets Ltd – Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 17 dicembre 2008 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2008 che chiude con l'utile di 700.065 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

Ieoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 74.230.571 euro che residua in 14.874.504 euro dopo la copertura della perdita di 59.357.000 euro, dei quali 59.356.067 euro relativi alla perdita infrannuale del periodo gennaio-settembre 2008 e 933 euro quale perdita residua 2007 riportata a nuovo, deliberata dall'Assemblea il 22 dicembre 2008 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2008. L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 14.870.990 euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future e per 3.514 euro mediante utilizzo di utili riportati a nuovo.

L'Assemblea del 28 ottobre 2009 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2009 che chiude con la perdita di 69.135.795 euro e ha deliberato di coprire la suddetta perdita per 17.129.009 euro mediante l'utilizzo della riserva copertura perdite future e per 52.006.786 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo e sua contestuale ricostituzione nell'importo originario di 81.403.000 euro. L'assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 33.000.000 di euro. In data 28 ottobre 2009 Eni ha versato la somma di 85.006.786 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 81.403 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 81.403.000 euro.

Immobiliare Est SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 141.819 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 9.399.288,15 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 8.521.704 pesos argentini, pari a 1,42 pesos argentini per azione e di destinare a riserva facoltativa l'importo di 407.619,74 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.476.495,04 pesos argentini in data 9 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 37.631.438,10 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 35.749.560 euro pari a 0,1484 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 306,20 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Messina Fuels SpA – Roma

In data 15 dicembre 2009 Eni ha acquistato da Eni Rete oil&nonoil SpA n. 1.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro pari al 100% del capitale sociale di Messina Fuels SpA.

A fronte di tale operazione Eni ha versato la somma di 11.415.784 euro con valuta 22 dicembre 2009.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2009 è costituita da n. 1.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.000.000 di euro.

Polimeri Europa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 594.781.592 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 10 dicembre 2009 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2009 che chiude con la perdita di 357.415.695,01 euro che sommata alle perdite derivanti da precedenti esercizi di 705.413.608,85 euro fa scaturire una perdita complessiva di 1.062.829.303,86 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita in parte utilizzando interamente le riserve disponibili di 199.506.302,42 euro e in parte mediante la riduzione del capitale sociale da 1.553.400.000 euro a 690.076.998,56 euro. L'Assemblea ha poi deliberato di ricostituire il capitale sociale a 1.553.400.000 euro.

In data 10 dicembre 2009, Eni SpA ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale da 690.076.998,56 euro fino a 1.240.077.000 euro e ha versato contestualmente la somma di 550.000.001,44 euro. L'Assemblea ha altresì dato termine all'unico azionista di sottoscrivere e versare anche in più *tranches*, a completamento dell'operazione di ricostituzione, l'ulteriore importo di 313.323.000 euro entro il 31 dicembre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 1.553.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 1.240.077.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.240.077.000 euro.

Raffineria di Gela SpA – Gela

L'Assemblea del 26 gennaio 2009 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 92.304.660 euro ad 93.724.692 euro, mediante emissione di n. 2.752 azioni del valore nominale di 516 euro con sovrapprezzo complessivo di 4.021.390 euro, riservato a Polimeri Europa SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione di detta delibera, Polimeri Europa, in data 29 gennaio 2009, ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "propilene" con efficacia giuridica 1° febbraio 2009.

In data 8 aprile 2009, Eni ha acquistato l'1,515% del capitale sociale della Raffineria di Gela SpA, pari a n. 2.752 azioni, da Polimeri Europa SpA per un prezzo complessivo di 19.999.441 euro, pari a 7.267, 239 euro per azione.

L'Assemblea del 26 gennaio 2009 ha deliberato inoltre l'aumento di capitale sociale a pagamento per 257.695.044 euro da eseguirsi in più *tranche*.

Il Consiglio di Amministrazione del 18 dicembre 2009 in parziale esecuzione della suddetta delibera ha aumentato il capitale sociale a pagamento di euro 43.015.308, mediante emissione di n. 83.363 azioni ordinarie del valore nominale di 516 euro.
In esecuzione della suddetta delibera, in data 22 dicembre 2009 Eni ha sottoscritto n. 83.363 azioni del valore nominale di 516 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse la somma di 43.015.308 euro.
L'Assemblea del 23 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 5.764.999 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 178.885 azioni a n. 265.000 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 136.740.000 euro.

Saipem SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 334.901.969,11 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 0,55 euro per le azioni ordinarie e di 0,58 euro per le azioni di risparmio, pari complessivamente a 239.303.080,46 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 94.106.512,98 euro.
Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 104.182.818,85 euro in data 21 maggio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,91315% del capitale sociale di 441.410.900 euro.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 5.213.181 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 4.669.241 euro, pari a 0,13 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 283.281 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 22 aprile 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 35.917.238 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 35.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma
L'Assemblea del 20 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 7.967 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento a riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Snam Rete Gas SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 528.021.589,84 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 369.530.172,34 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 158.491.417,50 euro (0,09 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2008), agli azionisti a titolo di dividendo per 246.546.475,00 euro, pari a 0,14 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 122.952.097,34 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 137.038.029,80 euro in data 21 maggio 2009.
In data 23 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione, dando attuazione alla delega conferitagli dall'Assemblea straordinaria del 17 marzo 2009, ha deliberato l'aumento di capitale sociale in via scindibile, per un importo massimo, comprensivo di eventuale sovrapprezzo, di 3.500.000.000 di euro mediante emissione a pagamento di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.
In data 23 aprile 2009 il Consiglio di Amministrazione ha approvato le condizioni definitive di aumento di capitale sociale mediante emissione di n. 1.614.292.394 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, da offrire in opzione agli azionisti nel rapporto di n. 11 azioni ordinarie ogni n. 12 azioni possedute al prezzo di emissione di 2,15 euro per ciascuna azione ordinaria, di cui 1,15 euro a titolo di sovrapprezzo.
Il controvalore complessivo dell'emissione, comprensivo di sovrapprezzo azioni e dell'incasso per l'asta dei diritti di opzione inoptati nel periodo di offerta, è stato pari a 3.474.139.431 euro.
In esecuzione della suddetta delibera, in data 5 maggio 2009 Eni ha esercitato n. 978.843.070 diritti di opzione relativi alle azioni possedute, ha sottoscritto n. 897.272.805 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, versando a totale liberazione delle stesse la somma di 1.929.136.530,75 euro, ed ha venduto all'asta n. 9 diritti per un prezzo complessivo di 6,49 euro.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 29 luglio 2009 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2009 di 0,06 euro per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola (19 ottobre 2009) con messa in pagamento a partire dal 22 ottobre 2009. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 112.566.952,5 euro in data 22 ottobre 2009.
In attuazione dei piani di *stock option* sono state emesse complessivamente n. 30.500 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale ammonta a 3.570.768.494 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 978.843.070 a n. 1.876.115.875 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 52,54095% del capitale sociale di 3.570.768.494 euro.

Società Adriatica Idrocarburi SpA – Ortona

In data 28 maggio 2009 è stata costituita la società Società Adriatica Idrocarburi SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato, al momento della costituzione, la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

In data 18 dicembre 2009 l'Assemblea ha deliberato un aumento di capitale di14.618.000 euro mediante l'emissione di n. 14.618.000 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, con un sovrapprezzo di 49 euro cadauna, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre 2009 Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Marche, Abruzzo e Molise" con efficacia giuridica 31 dicembre 2009.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2009 da n. 14.738.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 14.738.000 euro.

Società Ionica Gas SpA – Ortona

In data 28 maggio 2009 è stata costituita la Società Ionica Gas SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato, al momento della costituzione, la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

In data 18 dicembre 2009 l'Assemblea ha deliberato un aumento del capitale sociale di 11.332.500 euro mediante l'emissione di n. 11.332.500 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna con un sovrapprezzo di 39 euro cadauna, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre 2009 Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Area Crotone" con efficacia giuridica 31 dicembre 2009.

In data 10 febbraio 2010 l'Assemblea ha deliberato l'adeguamento del valore del sovrapprezzo di ulteriori 15 euro per azione, per un totale di 54 euro per azione, riservato ad Eni, liberate mediante il suddetto conferimento in natura.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2009 da n. 11.452.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 11.452.500 euro.

Società Italiana per il Gas pA – Torino

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 220.029.969,32 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 219.469.083,18 euro pari a 0,87 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 560.886,14 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2009.

In data 30 giugno 2009, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, alla Snam Rete Gas SpA per il corrispettivo di 2.921.686.343 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 748.311 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 771.250 euro, pari a 0,39 euro per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per 22.939 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 539.875 euro in data 21 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale sociale di 3.085.000 euro.

Società Padana Energia SpA – Ravenna

In data 28 maggio 2009 è stata costituita la società Società Padana Energia SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni SpA ha versato, al momento della costituzione, la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

In data 18 dicembre 2009 l'Assemblea ha deliberato un aumento del capitale sociale di 3.522.000 euro mediante l'emissione di n. 3.522.000 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna con un sovrapprezzo di 49 euro cadauna, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura.
In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Pianura Padana" con efficacia giuridica 31 dicembre 2009.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2009 da n. 3.642.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.642.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 5.743.730 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 82.934.778,8 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 82.190.970 euro, pari a 0,54 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 743.808,8 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 21 maggio 2009.
In data 30 giugno 2009, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, alla Snam Rete Gas SpA per il corrispettivo di 1.586.664.653 euro.

Syndial SpA – Attività diversificate – San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 282.962.492,33 euro, che sommata alla perdita portata a nuovo di 34.131.657,29 euro dà una perdita complessiva di 317.094.149,62 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita utilizzando in parte riserve disponibili di 2.929.079,78 euro e in parte mediante la riduzione del capitale sociale da 429.622.708,32 euro a 109.394.671,10 euro mediante riduzione del valore nominale delle n. 4.773.585.648 azioni da 0,09 euro a 0,02291666667 euro. La quota residua di 6.062.967,38 euro è rilevata a riserva indisponibile. L'Assemblea ha poi deliberato di raggruppare le n. 4.773.585.648 azioni del valore nominale di 0,02291666667 euro in n. 198.899.402 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione nel rapporto di una azione ogni 24 vecchie e aumentare il capitale sociale di 328.184.013,30 euro mediante emissione di n. 596.698.206 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione, da offrire in opzione agli azionisti al prezzo pari al valore nominale, in ragione di n. 3 azioni di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta.
In data 27 aprile 2009, Eni ha esercitato n. 4.773.574.392 diritti di opzione e ha sottoscritto n. 596.696.799 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato 328.183.239,45 euro. Eni ha ceduto 70 diritti di opzione ad un prezzo complessivo di 1,60 euro nel periodo maggio-giugno 2009.
In data 17 giugno 2009, Eni ha sottoscritto n. 3 azioni del valore di 0,55 euro, rimaste inoptate a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 27 aprile 2009. A totale liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato la somma di 1,65 euro.
A completamento dell'operazione di aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 27 aprile 2009, nel 2009 sono state sottoscritte complessivamente n. 596.698.206 azioni del valore nominale di 0,55 euro. Il capitale sociale è variato da 429.622.708 euro a 437.578.684 euro.
L'Assemblea del 3 dicembre 2009 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2009 che chiude con una perdita di 207.075.620,77 euro e ha deliberato di portare a nuovo la suddetta perdita e di rinviare l'adozione dei provvedimenti sul capitale secondo quanto previsto dall'art. 2446 del Codice Civile.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 4.773.574.462 azioni a n. 795.595.735 azioni del valore nominale di 0,55 euro, pari al 99,99976% del capitale sociale di 437.578.684 euro.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA – Venezia
L'Assemblea del 23 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 12.521.451 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.524.000 euro, pari a 31,31 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 2.549 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 novembre 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörüen Müködő Részvénytársaság – Hajduszoboszlo (Ungheria)

L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 11.493.499.744 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA – Pistoia

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.009.856,89 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.969.347,09 euro pari a 0,054 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 40.509,80 euro. Eni ha incassato il dividendo pari a 1.824.657,35 in data 28 maggio 2009.

In data 24 luglio 2009 Eni ha acquistato il 17,77% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti, pari a n. 9.772.465 azioni da Società Italiana per il Gas pA per un prezzo complessivo di 11.410.000 euro, pari a 1,168 euro per azione.

In data 7 ottobre 2009 Eni ha acquistato il 20,78% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti, pari a n. 11.425.493 azioni da Toscana Energia SpA per un prezzo complessivo di 13.340.000 euro, pari a 1,168 euro per azione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 33.789.951 azioni a n. 54.987.909 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 100% del capitale sociale di 7.148.428 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands) – Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 14.369.304,63 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 14.372.820 euro, pari a 130,90 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 3.859,06 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 343,69 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

■ Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2009

Acam Clienti SpA – La Spezia
L'Assemblea del 30 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 825.623,08 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo parziale della riserva straordinaria e da apporto soci.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 30.233.853,18 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.000.000 di pesos argentini, pari a 0,074786303 pesos argentini per azione e di destinare a riserva facoltativa l'importo di 16.722.160,52 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 3.762.000 pesos argentini in data 8 aprile 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Galp Energia SGPS SA – Lisbona (Portogallo)
L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 472.972.694 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 265.360.203 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 141.262.846 euro (0,17035 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 18 settembre 2008), agli azionisti a titolo di dividendo per 124.097.357 euro, pari a 0,14965 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 188.728.875 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 47.097.032 euro (47.092.352 l'importo al netto delle commissioni) in data 25 maggio 2009.
In data 25 settembre 2009 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2009 di 49.755.038 euro, pari a 0,060 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 16.588.329 euro in data 22 ottobre 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 276.472.160 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 33,34% del capitale sociale di 829.250.635 euro.

Inversora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 14.922.871 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.900.000 pesos argentini, pari a 0,87 pesos argentini per azione e di destinare a riserva facoltativa l'importo di 8.276.727 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.475.000 pesos argentini in data 31 agosto 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA – Milano
L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 129.202,30 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo di 127.240,97 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Promgas SpA – Milano
L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 7.756.595,86 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 13.535.500 euro pari a 51,65 euro per azione, utilizzando l'utile di esercizio e gli utili di anni passati portati a nuovo di 5.778.943,74 euro e portando a nuovo l'importo di 39,60 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.767.750 euro in data 12 maggio 2009.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 29 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 59.280 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA – Setubal (Portogallo)

L'Assemblea del 30 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 4.262.903,44 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva statutaria, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 3.879.242,13 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 1.731.928,27 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'imputazione a copertura perdite esercizi precedenti per 73.959,64 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 1.609.968,63 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea del 10 agosto 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.271.655 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.093.000 dollari USA, pari a 3 dollari USA per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 807.992 dollari USA e portando a nuovo l'utile residuo di 986.647 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.039.663,87 euro in data 16 novembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Union Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 357.233.131,44 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per 171.960,68 euro, di attribuire l'utile di 61.566.970,76 euro, che residua dopo la distribuzione di un primo acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 176.422.600 euro (323 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 22 luglio 2008) e un secondo acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 119.071.600 euro (218 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 17 dicembre 2008), congiuntamente alle riserve di 85.907.029,24 agli azionisti a titolo di dividendo per 147.474.000 euro, pari a 270 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 73.737.000 euro in data 4 maggio 2009.

In data 22 dicembre 2009 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2009 di 128.903.200 euro, pari a 236 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 64.451.600 euro in data 30 dicembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl – Venezia

L'Assemblea del 20 luglio 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 1.787.440 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di riserve straordinarie.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA – Porto Marghera (Venezia)

L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 240.715 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva ex art. 2426 8bis CC e alla riserva facoltativa.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 75 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 50% del capitale sociale di 150.000 euro.

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2009 (migliaia di euro)
Revisione contabile	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	8.503
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	468
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi (1)	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	114
Revisione contabile	i) Revisore della capogruppo (2) ii) Rete del revisore della capogruppo (3)	i) Società controllate ii) Società controllate	7.533 12.810
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	1.067 367
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 51
Altri servizi (4)	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 162
Totale			**31.075**

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla rete PricewaterhouseCoopers sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(2) Di cui 243 migliaia di euro per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto.
(3) Di cui 1.456 migliaia di euro per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto.
(4) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla PricewaterhouseCoopers SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità.