ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **444**

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

(Esercizio 2011)

Trasmessa alla Presidenza il 23 luglio 2012

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 73/2012 del 17 luglio 2012 ..... *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENI S.p.A. per l'esercizio 2011 ..... » 11

DOCUMENTI ALLEGATI

Esercizio 2011:

Relazione del C.d.A. ..... » 175

Bilancio consuntivo ..... » 441

Relazione del Collegio sindacale ..... » 507

PAGINA BIANCA

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 73/2012.

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 17 luglio 2012;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 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 1992, 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 SpA;

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'IRI, dell'ENI; dell'INA e dell'ENEL, 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 »;

visto il bilancio della Società suddetta, relativo all'esercizio finanziario 2011, 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 l'esercizio 2011;

ritenuto che dall'analisi dei bilanci e della documentazione acquisita della Società è emerso che:

nel 2011, Eni SpA ha conseguito un utile netto d'esercizio di 4,21 miliardi di euro (in diminuzione, rispetto al 2010, del 31,8 per cento) ed un patrimonio netto di 35,2 miliardi di euro (in lieve incremento, rispetto al 2010, esercizio nel quale era ammontato a 34,7 miliardi di euro);

anche nel 2011, Eni ha conseguito risultati significativi, con un utile netto di 6,86 miliardi di euro (in aumento, rispetto al 2010, dell'1,5 per cento) ed un utile netto *adjusted* di 6,97 miliardi di euro (in lieve incremento, rispetto al 2010, esercizio nel quale era ammontato a 6,87 miliardi di euro);

la crescita del prezzo del petrolio e l'andamento del cambio euro/dollaro hanno fatto sì che, anche per il decorso esercizio, la migliore performance sia stata quella del settore *Exploration & Production*, che ha ottenuto un utile operativo *adjusted* di 16,1 miliardi di euro;

tale positivo risultato ha compensato sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia il peggioramento della performance delle divisioni *Gas & Power, Refining & Marketing* e Petrolchimica, determinato dalla recessione economica e dalla concorrenza;

gli investimenti, per 13,8 miliardi di euro, e la remunerazione degli azionisti, sono stati coperti da un flusso di cassa netto da attività operative (*cash flow*), di 14,38 miliardi di euro e da 1,9 miliardi di euro incassati dai disinvestimenti;

nel settore *Gas & Power*, la riduzione dei consumi, l'accresciuta concorrenza e gli effetti dell'indisponibilità del gas libico, sono state parzialmente compensate dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento e dall'aumento delle vendite nei principali mercati europei, che ha consentito di pervenire, per le vendite di gas, al risultato di 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con quello conseguito nel 2010. L'utile operativo è, comunque, diminuito del 38 per cento;

rilevante è stato l'aumento delle perdite operative nel settore *Refining & Marketing* (-535 milioni di euro) causato dal basso livello dei margini di raffinazione e dalla riduzione della domanda di carburanti. Le lavorazioni si sono ridotte dell'8 per cento (32 milioni di tonnellate) e le vendite Rete in Italia sono diminuite del 3 per cento;

anche la *Petrolchimica* è risultata in difficoltà, avendo fatto registrare una perdita operativa di 276 milioni di euro, per i diminuiti volumi di vendita;

importanti profitti operativi ha ottenuto *Saipem*, pari a 1,44 miliardi di euro, con ordini per oltre 20 miliardi di euro;

notevoli sono stati i successi esplorativi. In *Mozambico* (ove è stato scoperto un eccezionale giacimento, la cui potenzialità, stimata in 1.340 miliardi di metri cubi di gas, fa intravedere elevate possibilità di sviluppo verso l'Asia), in Angola, nel mare di Barents, in Indonesia, nel Ghana e negli Stati Uniti;

la complessa struttura organizzativa è risultata adeguata per una società quale è l'Eni, che realizza la gran parte della propria attività operativa all'estero;

il Sistema di controllo interno, pur nella sua complessità, si rivela idoneo a supportare ed a seguire con efficienza e tempestività l'attività della Società e del Gruppo. Sistema molto articolato che, pur efficace, andrebbe valutato al fine di ottimizzarne l'efficienza, anche attraverso una sua semplificazione e razionalizzazione;

effetti sull'attività operativa della Società potranno derivare, in un prossimo futuro, dal decreto legislativo n. 93/2011 di recepimento della direttiva 2009/073/CE, che ha previsto l'adozione da parte di Snam Rete Gas, del modello ITO (Indipendent Transmission Operator: c.d. « separazione funzionale rafforzata »). L'operazione è stata in concreto avviata nel 2012, con l'adozione (ai sensi dell'articolo 15 del decreto legge n. 1º del 2012, convertito nella legge n. 27 del 2012) del Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri in data 25 maggio, che ha disposto che Eni proceda alla riduzione della propria partecipazione azionaria in Snam, cedendo alla Cassa Depositi e Prestiti una quota non inferiore al 25,1 per cento del capitale di Snam ed, in un periodo successivo, la quota residua;

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 del bilancio – corredato 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 il bilancio per l'esercizio 2011 dell'Eni SpA – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

ESTENSORE
Raffaele Squitieri

PRESIDENTE
Luigi Giampaolino

Depositata in Segreteria il 20 luglio 2012.

IL DIRIGENTE

(Luciana Troccoli)

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI S.p.A., PER L'ESERCIZIO 2011

SOMMARIO

Premessa ..... *Pag.* 15

CAPITOLO I ..... » 17

1. *Organi della Società* ..... » 17

1.1. L'Assemblea degli azionisti ..... » 22
1.2. Remunerazione degli organi e della dirigenza ..... » 22

2. *Il sistema del controllo interno* ..... » 33

CAPITOLO II ..... » 40

3. *Organizzazione* ..... » 40

3.1. La struttura organizzativa ..... » 40

CAPITOLO III ..... » 44

3. *Le risorse umane* ..... » 44

3.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo ..... » 44
3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A. ..... » 50

CAPITOLO IV ..... » 51

4. *Profili operativi, vicende e problematiche che hanno riguardato la gestione di Eni S.p.A. nel 2011 e nel primo semestre 2012* ..... » 51

4.1. Attività negoziale ..... » 51
4.1.1. Attività negoziale posta in essere nel 2011 ..... » 51
4.1.2. Tipologia più rilevante degli atti negoziali ..... » 53
4.1.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro ..... » 53
4.1.4. Procedure di affidamento ..... » 54
4.1.5. Attività di audit relativa agli approvvigionamenti (procurement) ..... » 54

4.2. Profili operativi ..... » 54
4.2.1. Settore Exploration & Production (E&P) ..... » 54
4.2.2. Settore Gas & Power (G&P) ..... » 55
4.2.3. Settore Refining & Marketing (R&M) ..... » 56
4.2.4. Petrolchimica ..... » 57
4.2.5. Settore Ingegneria e Costruzioni ..... » 57
4.2.6. Fattori di rischio per la gestione e l'attività di impresa di Eni ..... » 57

4.3. Piano Strategico 2012/2015 ..... *Pag.* 60
4.4. I risultati del I trimestre 2012 ..... » 60
4.5. Transazione ambientale ..... » 62
4.6. Relazioni istituzionali e Comunicazione ..... » 64
4.7. « Fondazione Eni Enrico Mattei » – Premio « Eni Award » ..... » 65
4.8. Modifica della denominazione di Polimeri Europa SpA in Versalis SpA ..... » 66
4.9. Operazione Snam ..... » 66

CAPITOLO V ..... » 69

5. *Controversie e problematiche particolari* ..... » 69
5.1. Ambiente ..... » 69
5.1.1. Contenzioso penale ..... » 69
5.1.2. Contenzioso civile ed amministrativo ..... » 71
5.2. Altri procedimenti giudiziari ed arbitrali ..... » 73
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 ..... » 74
5.3.1. Antitrust ..... » 74
5.4. Procedimenti penali ..... » 76
5.5. Contenziosi fiscali ..... » 82
5.6. Contenziosi chiusi ..... » 83

CAPITOLO VI ..... » 84

6. *I risultati della gestione* ..... » 84
6.1. I risultati dell'esercizio 2011 ..... » 84
6.2. La pianificazione e gli investimenti ..... » 85

CAPITOLO VII ..... » 87

7. *Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. dell'anno 2011* ..... » 87
7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio ..... » 87
7.2. Lo stato patrimoniale ..... » 88
7.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale ..... » 88
7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale ..... » 98
7.3. Il conto economico ..... » 109

CAPITOLO VIII ..... » 117

8. *Bilancio consolidato del Gruppo Eni dell'esercizio 2011* . » 117
8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato ..... » 117
8.2. Lo stato patrimoniale ..... » 118
8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale ..... » 118
8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale ..... » 124
8.3. Il conto economico ..... » 133
8.4. Rendiconto finanziario riclassificato ..... » 141
8.5. Il consolidato di sostenibilità ..... » 145

9. *Considerazioni conclusive* ..... » 153

Provvedimenti legislativi e normativi ..... » 158

APPENDICE – Acronimi e glossario ..... » 163

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 l'esercizio 2011 e sulle questioni più significative emerse sino a data corrente.

La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2010, è stata pubblicata in Atti Parlamentari della XVI Legislatura, Doc. XV, n. 337.

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 brevemente rammentare e precisare quanto segue.

L'Eni (che ha circa 80.000 dipendenti ed è presente in 85 Paesi) agisce nei settori del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

Al 31 dicembre 2011, il capitale sociale dell'Eni, costituito da azioni ordinarie nominative, ammontava a 4.005.358.876 di 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[1], nessuno può possedere a qualsiasi titolo azioni Eni che comportino una partecipazione, diretta od indiretta, superiore al 3% del capitale sociale[2].

Da tale previsione sono escluse[3] le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da Enti pubblici, o da soggetti da questi controllati (come la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.)[4].

Come evidenzia il seguente schema, al 31 dicembre 2011 il Ministero dell'Economia e delle Finanze possedeva 157.552.137 azioni, pari al 3,93% del capitale sociale[5]; la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., 1.056.179.478 azioni, pari al 26,37% del capitale sociale; il Gruppo BNP Paribas, 91.529.423[6] azioni, pari al 2,29%

---

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

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

[3] Articolo 32.2 dello Statuto

[4] Il CdA di Eni, il 15 marzo 2012, ha approvato la "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari", predisposta ai sensi dell'art. 123 bis del D.Lgs. n. 58/1998, che fornisce un quadro completo del sistema di Corporate Governance della Società (ed alla quale si fa rinvio)

[5] Si è già riferito nel precedente referto che con decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2010, è stato disposto il trasferimento (perfezionato il 21 dicembre successivo) a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. di n. 655.891.140 azioni ordinarie detenute dallo stesso Mef (che detiene il 70% del capitale sociale di C.D.P. S.p.A.)

[6] Gli azionisti privati sono: n. 340.808 in Italia (che posseggono azioni per il 49,26% del capitale Eni); n. 848 in U.K. ed Irlanda (per il 5,65% del capitale Eni); n. 4.385 in altri Stati U.E. (per il 18,48% del

del capitale sociale; l'Eni S.p.A. (azioni proprie), 382.654.833 azioni, pari al 9,55% del capitale sociale.

	Numero azioni	%
Azionisti di blocco	1.213.731.615	30,30
Investitori istituzionali e professionali	2.026.694.517	50,60
Investitori retail	374.655.724	9,36
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	382.654.833	9,55
Altri*	7.622.187	0,19
Capitale sociale	4.005.358.876	100,00

*Azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative

Quanto ai poteri speciali che lo Statuto di Eni riconosce al Ministero dello Sviluppo Economico ed alla problematica che è scaturita dalla sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione Europea del 20 marzo 2009, si rinvia ai dettagliati elementi forniti nella precedente relazione[7].

****

Nel presente referto, mentre, come già cennato, degli elementi sull'organizzazione della Società si tratterà brevemente, operando rinvii a quanto in dettaglio riferito, sui vari punti, in passato, ci si intratterrà, partitamente, su specifiche, rilevanti tematiche, le quali, anche ai fini di meglio inquadrare la variegata attività dell'Eni, si rivelano di attualità e di interesse.

Come operato nella precedente relazione, in apposita appendice, viene riportato un glossario contenente gli acronimi di uso più frequente nei documenti Eni ed in questo referto.

capitale sociale); n. 1.542 in Usa e Canada (per il 10,26% del capitale sociale Eni); n. 1.085 nel resto del mondo (per il 6,61% del capitale sociale)

[7] Come è noto, le disposizioni relative ai cd "poteri speciali", sono state dettagliatamente rimodulate con il DL 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, nella Legge 11 maggio 2012, n. 56, recante "Norme in materia di poteri speciali sugli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché per le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni"

CAPITOLO I

1. Organi della Società

Sull'istituzione della Società, sui compiti, sull'organizzazione e sulle funzioni di gestione, di vigilanza e di controllo sulla stessa, si è già ripetutamente riferito nelle precedenti relazioni; si rammenta, pertanto, esclusivamente che sono organi di Eni l'Assemblea[8], il Consiglio di Amministrazione[9], il Presidente[10], l'Amministratore Delegato[11] ed il Collegio Sindacale[12] e che, nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, agiscono il Comitato per il Controllo Interno; il Compensation Commitee, il Comitato per le nomine[13] e l'Oil Gas Energy Commitee (Ogec)[14].

L'Amministratore Delegato si avvale del Comitato di direzione Eni, che ha funzioni consultive e di supporto e che è composto dai tre Direttori generali (Chief Operating Officier - COO) responsabili delle divisioni operative (Exploration & Production; Gas & Power; Refining & Marketing) - nominati dal Consiglio di Amministrazione su proposta dell'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente - dal Chief Financial Officier - CFO, dal Chief Corporate Operation Officier - CCOO, dall'Executive Assistant to the CEO[15] ed dai Direttori direttamente dipendenti

---

[8] Di cui agli artt. da 12 a 16 dello Statuto; l'Assemblea, tra l'altro, conferisce l'incarico di revisione legale dei conti; la società di revisione, che ha operato nel 2011, è stata incaricata dall'Assemblea del 29 aprile 2010 per gli esercizi 2010/2018, ai sensi del D.Lgs. n. 39/2010

[9] Di cui agli artt. da 17 a 24 dello Statuto

[10] Di cui agli artt. 18 e da 25 a 27 dello Statuto

[11] Di cui all'art. 24 dello Statuto

[12] L'art. 28 dello Statuto prevede che il Collegio è composto da cinque Sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea per tre esercizi (e rieleggibili)
L'Assemblea, tenutasi il 5 maggio 2011, ha proceduto al rinnovo del Collegio che rimarrà in carica fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio 2013
L'Assemblea del 5 maggio 2011 ha determinato in 115.000 e 80.000 euro annui il compenso lordo spettante, rispettivamente, al Presidente ed ai membri del Collegio Sindacale
Nel 2011 il Collegio si è riunito 19 volte (il Collegio in carica dal 5 maggio 2011, 12 volte) ed ha assistito a tutte le riunioni del CdA e del Comitato controllo interno. Nella seduta del 19 gennaio 2011 e, successivamente alla nomina del nuovo Collegio, nelle sedute del 6 maggio 2011 e del 18 gennaio 2012, il Collegio Sindacale ha constatato il possesso da parte dei propri componenti dei requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previsti dalla normativa applicabile, mentre il CdA, rispettivamente, nelle riunioni del 10 marzo 2011, 6 maggio 2011 e 14 febbraio 2012, ha effettuato le verifiche ad esso rimesse
Si è già segnalato nei precedenti referti che il Collegio, sulla base delle indicazioni della clausola 301 del Sorbanes and Oxley Act del 2002, in qualità di Audit Commitee, deve istituire apposite procedure per la ricezione, l'archiviazione ed il trattamento di segnalazioni ricevute dalla società, anche da parte di dipendenti o anonime, su tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile. In applicazione di tali previsioni, è stata adottata la specifica procedura n. 442 del 21 ottobre 2011 concernente "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia ed all'estero", sulla base della quale il Collegio valuta, nel corso di ogni anno, le relazioni inviategli trimestralmente dall'Internal Audit (v., al riguardo, quanto si riferisce nel successivo paragrafo)

[13] Istituito il 28 luglio 2011

[14] Nel 2011, il Comitato per il Controllo interno si è riunito 18 volte (con la partecipazione media del 98% dei componenti); il Compensation Commitee n. 6 volte (con la partecipazione media del 96%); l'Ogec n. 6 volte (con la partecipazione media dell'86%); il Comitato per le nomine n. 3 volte (con la partecipazione media del 100%)

[15] CEO = Chief Executive Officier (Amministratore Delegato)

dall'Amministratore delegato[16].

Come segnalato nel precedente referto, l'Assemblea nella riunione del 5 maggio 2011 ha nominato il nuovo Presidente della Società e rinnovato, per un triennio, il CdA (tali organi dureranno in carica sino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013)[17], il quale, il 6 maggio successivo, ha confermato l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, confermando loro ampi poteri di amministrazione della Società ad eccezione di quelli che ha riservato alla propria competenza.

Il Consiglio, che nel 2011 si è riunito 18 volte (con una partecipazione media del 97% circa dei componenti), è composto da nove amministratori di cui otto non esecutivi e sette in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana. Tre consiglieri sono nominati da azionisti di minoranza. Nel maggio 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i consiglieri e i sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati.

Il Consiglio, che – si è riferito già per il passato - costituisce l'organo dai più ampi poteri di amministrazione della Società, nell'affidare la gestione di Eni all'AD e nell'attribuire al Presidente le deleghe indicate dallo Statuto[18], si è riservato le competenze strategiche operative e di organizzazione più rilevanti (oltre a quelle non delegabili per legge): tra le quali, un ruolo centrale in materia di controllo interno e gestione dei rischi, nell'individuazione delle linee fondamentali della Corporate Governance (in particolare per quanto attiene alla composizione degli organi sociali ed alla definizione dei relativi criteri di designazione delle società partecipate in Italia ed all'estero), nella definizione dell'assetto organizzativo e contabile della Società e delle Società controllate e delle politiche di sostenibilità.

---

[16] Il Direttore Internal Audit non partecipa su base permanente alle riunioni del Comitato di Direzione. Da gennaio 2012 prende parte alle riunioni del Comitato l'Amministratore Delegato di Polimeri Europa SpA (il 5 aprile 2012 - come si riferisce al successivo paragrafo 5.8. – Polimeri SpA ha modificato la denominazione in Versalis SpA)

[17] Ai sensi dell'art. 17 dello Statuto, gli Amministratori possono essere nominati per un massimo di tre esercizi e sono rieleggibili. Si è già riferito al riguardo che il T.U. della Finanza prevede che almeno due amministratori, 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, dello stesso T.U.. L'art. 17.3 dello Statuto di Eni, ampliando tale previsione, ha disposto che almeno tre dei membri, se il Consiglio è composto da più di cinque membri, possiedano i detti requisiti di indipendenza; sulla base di tali previsioni, successivamente alla nomina e, periodicamente, gli amministratori effettuano le dichiarazioni sul possesso dei requisiti di indipendenza ed il CdA li valuta. Nella seduta del 10 marzo 2011 e, successivamente alla nomina del nuovo Consiglio, nelle sedute del 6 maggio 2011 e del 14 febbraio 2012, il CdA ha confermato la sussistenza dei requisiti di indipendenza, previsti dal T.U. della Finanza e dal Codice di Autodisciplina cui Eni aderisce, di sette amministratori non esecutivi. Il Presidente del Consiglio, ai sensi del Codice di Autodisciplina, non può esser dichiarato indipendente trattandosi di esponente di rilievo della società. Nelle stesse sedute il CdA ha anche verificato la permanenza del requisito di onorabilità e l'assenza di cause di ineleggibilità e decadenza.

[18] Individuazione e promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica

Nella riunione del 14 febbraio 2012, il CdA ha discusso i risultati dell'autovalutazione della composizione e funzionamento del Consiglio stesso e dei Comitati (board review) riferita all'esercizio 2011, effettuata con il supporto di un consulente esterno specializzato ed indipendente, così come previsto dal Codice di Autodisciplina (c.d. Codice Eni di cui si riferisce di seguito).

Inoltre, nel 2011 il Consiglio di Eni ha anche sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review, volto alla valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascuno dei nove consiglieri. Gli esiti della peer review vengono discussi dal Presidente con i singoli Consiglieri.

La composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere l'applicazione della normativa relativa all'equilibrio fra i generi: Eni ha deciso di anticipare al 1° gennaio 2012 l'efficacia della norma, programmando un piano di formazione destinato ai nuovi componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate da Eni, uomini e donne, con un particolare approfondimento sul contributo apportato dalla diversità nei Consigli[19].

Al 31 dicembre 2011, la situazione della presenza femminile, negli organi del Gruppo Eni, era la seguente:

		2009	2010	2011
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni*	(%)	3,6	5,0	6,2
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni*		8,6	9,2	9,5

*Esclusa Eni SpA

Con delibera del 13 dicembre 2006, il CdA di Eni ha adottato un proprio codice di Autodisciplina (Codice Eni) per recepire, adattandole alla struttura della Società, le indicazioni del Codice di Autodisciplina di Borsa Italia del marzo 2006. Nella riunione del 15 dicembre 2011, il CdA ha recepito le raccomandazioni in materia di remunerazioni, introdotte nel marzo 2010 e le modifiche alle stesse raccomandazioni contenute nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011. Nella seduta del 26 aprile 2012, il CdA ha completato l'adesione alla nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011, sostituendo il Codice Eni del 2006 con il nuovo Codice di Autodisciplina il cui testo è

[19] L'Assemblea straordinaria degli azionisti, tenutasi l'8 maggio 2012, ha deliberato la modifica dello Statuto sociale di Eni al fine di prevedere meccanismi di nomina e sostituzione degli amministratori e dei sindaci tali da consentire il rispetto della normativa (legge 120/2011 e Delibera Consob 18098/2012) in materia di parità di accesso agli organi di amministrazione e di controllo delle società quotate in mercati regolamentati

stato pubblicato sul sito internet della società evidenziando le soluzioni di corporate governance, anche migliorative, adottate da Eni e le relative motivazioni.

Tali regole di Corporate Governance sono parte anche del Codice Etico, con riguardo, in particolare, ai rapporti con gli azionisti e con il mercato. Il Codice Etico, approvato dal CdA nella seduta del 14 marzo 2008, indica i valori ed i principi che guidano l'azione interna ed esterna di Eni ed è parte integrante e rappresenta un principio generale non derogabile del Modello 231, nonché elemento fulcro della disciplina anticorruzione. Il Codice Etico – tradotto sinora in 21 lingue – si applica a tutte le società direttamente ed indirettamente controllate in Italia ed all'estero, ognuna delle quali deve attribuire al proprio organismo di vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

In coerenza con le indicazioni del Codice di Autodisciplina cui Eni ha aderito, il CdA, nella seduta del 28 luglio 2011, ha costituito il Comitato per le nomine, presieduto dal Presidente del CdA e di cui sono membri i Presidenti del Comitato per il controllo interno, del Compensation Committee e dell'Oli-Gas Energy Committee (OGEC); segretario è il CCOO (Chief Corporate Operations Officier). Il Comitato – che nel 2011 si è riunito 3 volte (con la partecipazione del 100% dei suoi componenti) – tra l'altro, assiste il CdA nella redazione dei criteri per la designazione dei dirigenti e dei componenti degli organi ed organismi di Eni e delle Società controllate, proposti dall'AD, la cui nomina sia di competenza del CdA, nonché dei componenti degli altri organi ed organismi delle società partecipate da Eni; formula le proprie valutazioni su tali designazioni e sovrintende ai relativi piani di successione; sovrintende all'autovalutazione annuale del Consiglio e dei Comitati di questo; provvede all'istruttoria relativa alle verifiche periodiche dei requisiti di indipendenza e di onorabilità e sull'assenza di cause di incompatibilità o ineleggibilità degli Amministratori.

Relativamente agli organi, e specificamente a quelli di controllo, si ritiene di brevemente cennare ad alcune problematiche che vengono allo stato approfondite in ambito Eni, poste da due recenti innovazioni normative, segnalando in particolare quanto segue.

La legge n. 183 del 12 novembre 2011 (c.d. "legge di stabilità 2012") ha recato, all'art. 14[20], modifiche alla disciplina sul diritto societario e sulla responsabilità amministrativa delle società, aggiungendo il comma 4 bis all'art. 6 del D.Lgs 8 giugno 2001 n. 231, che prevede che, nelle società di capitali, il Collegio sindacale possa

[20] Modificato dal comma 2 dell'art. 16 del D.L. 212 del 22 dicembre 2011, convertito nella Legge n. 10 del 17 febbraio 2012

svolgere le funzioni dell'Organismo di Vigilanza (OdV). Ciò allo scopo di semplificare la struttura dei controlli, di alleggerire i relativi costi e di aumentare l'efficienza dei due organi di controllo.

La prevista attribuzione di tali funzioni al Collegio sindacale ha ingenerato perplessità, principalmente con riguardo all'ipotizzabile conflitto di interessi per i Sindaci relativamente ad alcuni tipi di reato, ed all'insorgere di fattispecie di incompatibilità per gli stessi, quale quella di cui all'art. 2399 del Codice civile (relativo all'assenza di rapporti professionali diversi da quello di membro del Collegio); alla realizzabilità di una effettiva riduzione della spesa, in virtù dell'unificazione dei due organi, nonché all'adeguatezza professionale dei sindaci a svolgere il ruolo di OdV.

Peraltro, più di un importante organismo, quale l'Associazione Bancaria Italiana, l'Assonime, il Consiglio Nazionale dell'Ordine dei commercialisti, si è espresso in senso favorevole all'innovazione.

L'Eni ne sta valutando la portata, con riferimento, in particolare, ai Collegi sindacali delle società di minori dimensioni ed in specie di quelle in forma di società per azioni, in quanto per le società costituite in forma di s.r.l., pur interessate alla prevista riduzione dei costi, potrebbero insorgere preclusioni se si sostituisse il collegio con un sindaco unico che non potrebbe assolvere alle funzioni di OdV. Difficoltà potrebbero, inoltre, determinarsi nei confronti delle società controllate di giurisdizione estera che non hanno un organo equivalente al Collegio sindacale, con conseguenti problematiche di uniformità di strutture e competenze deputate ai controlli.

Altra questione attiene alla possibilità di attribuire le funzioni del collegio sindacale ad un sindaco unico nelle società italiane costituite in forma di società per azioni o di società a responsabilità limitata, inizialmente prevista dalla Legge 183/2011. In particolare, a seguito della conversione nella Legge n. 35 del 4 aprile 2012 del D.L. n. 5 del 9 febbraio 2012 (sulla "semplificazione"), il cui art. 35, ha modificato le previsioni della Legge 183/2011, è stata ripristinata per le società per azioni l'obbligatorietà della nomina di un collegio sindacale.

Per le s.r.l., invece, il nuovo art. 2477 c.c. prevede che la società possa nominare un organo di controllo monocratico o collegiale ovvero un revisore o entrambi; se però lo Statuto non dispone diversamente, l'organo di controllo è costituito da un sindaco unico. Non è stato, peraltro, chiarito se il revisore nominato al posto dell'organo di controllo debba/possa svolgere anche i compiti dei sindaci.

Con riferimento alle società italiane controllate da Eni, tenute anche presenti le esigenze di semplificazione e razionalizzazione di strutture e competenze degli organi di controllo, la Società ha proceduto, dove possibile ed opportuno, a trasformare le

controllate costituite in forma di SpA (circa 50) in srl, sostituendo i collegi con il sindaco unico.

1.1. L' Assemblea degli Azionisti

L'assemblea ordinaria[21], tenutasi l'8 maggio 2012, ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di Eni S.p.a. di 4.212.687.003,27 euro, ridottosi a 2.328.880.900,91 euro, dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione, deliberato dal CdA l'8 settembre 2011;
- l'attribuzione alla Riserva disponibile dell'importo di utile residuato dopo l'attribuzione del dividendo;
- il pagamento del saldo del dividendo 2011 a partire dal 24 maggio 2012, con stacco di cedola il 21 maggio 2012.

1.2. Remunerazione degli organi e della dirigenza

L'impostazione seguita da Eni nel campo della remunerazione è contenuta nella prima "Relazione sulla Remunerazione Eni" che il Compensation Committee[22] ha presentato al CdA (che l'ha approvata) il 15 marzo 2012.

Tale relazione, in osservanza delle previsioni normative e regolamentari[23], ha evidenziato, in particolare:

- la Politica adottata nel 2012 da Eni SpA, per la remunerazione degli Amministratori, dei Direttori generali di Divisione e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche[24];

---

[21] L'Assemblea ordinaria è stata convocata dal CdA del 15 marzo 2012, seduta nella quale il CdA ha anche convocato l'Assemblea straordinaria per deliberare le modifiche statutarie necessarie per il recepimento delle norme relative alla parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate, recate dalla Legge 12 luglio 2011 n. 120 (c.d. legge sulle "quote rosa"), che per Eni, a partire dai rinnovi degli organi sociali successivi al 12 agosto 2012, comporta l'inserimento tra i membri del CdA di almeno due rappresentanti del genere meno rappresentato, per il primo mandato e di almeno tre per i successivi; per il Collegio sindacale, almeno uno per il primo mandato ed almeno due per i mandati successivi. Nonostante la scadenza naturale degli organi di Eni ed il relativo rinnovo siano previsti in occasione dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2013, la Società ha ritenuto di adeguare con immediatezza lo Statuto, proponendo le modifiche all'Assemblea dell'8 maggio 2012

[22] Istituito dal CdA, per la prima volta, nel 1996, è composto da quattro Amministratori non esecutivi, tutti indipendenti

[23] Art. 123-ter del Decreto legislativo n. 58/98 ed art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob (Delibera n. 11971/99 e successive modifiche ed integrazioni)

[24] Rientrano nella definizione di "Dirigenti con responsabilità strategiche", di cui all'art. 65, comma 1-quater, del Regolamento Emittenti, i soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente od indirettamente, di pianificazione, direzione e controllo di Eni. I dirigenti con responsabilità strategiche di Eni, diversi da Amministratori e Sindaci, sono quelli tenuti a partecipare al Comitato di Direzione e, comunque, i primi riporti gerarchici dell'AD

- i compensi corrisposti, nell'esercizio 2011, agli Amministratori, ai Sindaci, ai Direttori generali ed agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche.

A) POLITICA PER LA REMUNERAZIONE

La politica sulla remunerazione Eni è definita in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, ed ha il fine di attrarre e trattenere persone di alto profilo professionale e manageriale e di allineare l'interesse del management con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti.

Nell'ambito di tale politica, particolare rilevanza assume la componente variabile della retribuzione, collegata ai risultati conseguiti attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari ed operativi, definiti in coerenza con il Piano Strategico della Società.

In materia di remunerazione:

- l'Assemblea dei soci determina i compensi del Presidente e dei componenti del CdA, all'atto della nomina e per tutta la durata del mandato;
- il CdA, su proposta del Compensation Committee e sentito il parere del Collegio sindacale, definisce la remunerazione degli Amministratori con deleghe e per la partecipazione ai Comitati consiliari; definisce, inoltre, sempre su proposta del Compensation Committee, gli obiettivi ed approva i risultati aziendali dei piani di performance (ai quali è connessa la determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori con deleghe) ed approva i criteri generali per la remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche. Il CdA, sentito il Comitato per il controllo interno, definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno e Responsabile Internal Audit in coerenza con le politiche retributive della Società.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Remunerazione assembleare per la carica

L'Assemblea del 5 maggio 2011, ha quantificato la remunerazione del Presidente del CdA, in un compenso lordo annuale, per la carica, di 265.000 euro (invariato rispetto al precedente mandato). Ha, inoltre, determinato, come per gli Amministratori, un incentivo variabile annuale, collegato alla performance del "Total Shareholders Return" (TSR) Eni, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali. L'incentivo viene corrisposto nella misura (invariata rispetto al precedente mandato), di 80.000 euro, o di 40.000 euro, se Eni, nell'anno di riferimento, si colloca, rispettivamente, ai primi due posti, ovvero al terzo e quarto

posto della graduatoria delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione; negli altri casi l'incentivo non è dovuto[25].

Remunerazione per le deleghe conferite

Il CdA, in data 1° giugno 2011, ha definito una remunerazione integrativa per le deleghe conferite al Presidente, prevedendo (come per il precedente mandato) una componente fissa annuale di 500.000 euro lordi ed una componente variabile annuale, con livello di incentivazione target (performance=100) e massima (performance=130), rispettivamente, pari al 60% ed al 78% della remunerazione fissa stabilita per deleghe, da determinare in relazione ai risultati di performance economico/finanziaria ed operativa, conseguiti da Eni nell'esercizio precedente a quello di erogazione.

Per il Presidente - al quale sono riconosciute forme di copertura assicurativa ed assistenziale – non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o indennità in caso di scioglimento anticipato del mandato.

Amministratori non esecutivi

L'Assemblea del 5 maggio 2011, ha previsto per gli Amministratori, per il mandato 2011/2014, un compenso fisso lordo annuale, per la carica, di 115.000 euro (invariato rispetto al precedente mandato), nonchè un compenso variabile annuale, collegato alla performance relativa del "Total Shareholders Return" (TSR) Eni, rispetto a quella delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali. L'incentivo viene corrisposto nella misura (invariata rispetto al precedente mandato) di 20.000 euro o di 10.000 euro, se Eni, nell'anno di riferimento, si colloca, rispettivamente, ai primi due posti ovvero al terzo e quarto posto della graduatoria delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione; negli altri casi l'incentivo non è dovuto[26].

Compenso per la partecipazione ai Comitati consiliari

Per gli Amministratori non esecutivi e/o indipendenti, è stato previsto il mantenimento di un compenso annuo aggiuntivo per la partecipazione ai Comitati consiliari, ammontante:

- per il Comitato di controllo interno, a 45.000 euro per il Presidente ed a 35.000 euro per i membri;

---

[25] I risultati conseguiti nel 2011 collocano il titolo Eni al settimo posto della graduatoria
[26] Vedi nota 25

- per il Compensation Committee e l'Oil-Gas Energy Committee, a 30.000 euro per il Presidente ed a 20.000 euro per i membri.

Non sono stati previsti compensi per la partecipazione al Comitato Nomine, costituito nel luglio 2011.

In caso di partecipazione a più Comitati (fatta eccezione per il Comitato Nomine) è prevista la riduzione dei compensi del 10%.

Amministratore delegato e Direttore generale

La struttura della remunerazione dell'AD e Direttore generale, è stata approvata dal CdA, in data 1° giugno 2011, in relazione alle deleghe conferite, ed assorbe sia i compensi determinati dall'Assemblea del 5.5.2011 per gli Amministratori, sia i compensi eventualmente spettati per la partecipazione ai CdA di società controllate o partecipate.

Remunerazione fissa

E' determinata in un importo annuale lordo di 1.430.000 euro, di cui 430.000 euro per l'incarico di AD ed 1.000.000 di euro, per l'incarico di Direttore generale (importi invariati rispetto al precedente mandato).

Incentivazione variabile di breve termine

Il piano di incentivazione variabile annuale prevede un compenso determinato con riferimento ad un livello di incentivazione target (performance=100) e massima (performance=130), rispettivamente pari al 110% ed al 155% della remunerazione fissa complessiva, in connessione ai risultati di performance economico/finanziaria ed operativa, conseguiti da Eni nell'esercizio precedente a quello di erogazione.

E', inoltre, facoltà del Compensation Committee di proporre al Consiglio eventuali forme di riconoscimento straordinarie in favore dell'AD e Direttore generale, a fronte di operazioni di particolare rilevanza strategica per Eni.

Incentivazione variabile di lungo termine

Si articola in due distinti piani:

- Piano di incentivazione monetaria differita (IMD), previsto per i dirigenti delle Società con tre attribuzioni annuali, a decorrere dal 2012, in relazione alla performance della Società misurata in termini di EBITDA[27]. L'incentivo base da attribuire è determinato in relazione ai risultati conseguiti dalla Società

[27] Earnings before interest, tax, depretiation and amortization

nell'esercizio precedente quello di attribuzione per un valore target e massimo, rispettivamente, pari al 55% ed al 71,5% della remunerazione fissa complessiva. L'incentivo, da erogare al termine del triennio di "vesting", è determinato in relazione ai risultati conseguiti in ciascuno dei tre esercizi;

- Piano di incentivazione monetaria di lungo termine (IMLT), in sostituzione del precedente Piano di stock option, con tre attribuzioni annuali, a decorrere dal 2011, di importo corrispondente alla valorizzazione del precedente Piano di stock option. L'incentivo da erogare al termine del triennio di "vesting" è determinato in percentuale compresa tra zero e 130% del valore attribuito, in relazione ai risultati conseguiti in termini di variazione del parametro "utile netto adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A)", misurato nel triennio, rapportandolo a quello delle altre maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione ("peer group"): Exxon, Shell, British Petroleum, Chevron, Conoco Phillips, Total.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro

All'AD e Direttore generale, compete:

- in caso di risoluzione del rapporto di lavoro dirigenziale, un'indennità composta di una parte fissa, di 3.200.000 euro, e di una parte variabile, calcolata sulla base della media delle performance Eni nel triennio 2011/2013 (l'indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, decesso o dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe attribuite);
- al termine del mandato è riconosciuto un trattamento che, in relazione alla remunerazione fissa ed al 50% della remunerazione variabile massima percepite per il solo rapporto di amministrazione, garantisce un trattamento previdenziale, contributivo e di fine rapporto parificato a quello riconosciuto da Eni per il rapporto di lavoro dirigenziale;
- un compenso di 2.219.000 euro, in relazione all'obbligo assunto dall'AD e Direttore generale di non svolgere, per un anno dopo la cessazione del rapporto di lavoro in tutto il territorio italiano, europeo e nord-americano, alcun genere di attività che possa trovarsi in concorrenza con quella svolta da Eni.

Il Compensation Committee, può proporre, al CdA, al termine del mandato, un'integrazione delle competenze di fine rapporto, qualora, nel corso del triennio, siano stati conseguiti risultati di particolare rilevanza.

Benefit

In favore dell'AD e Direttore generale, sono previste forme di copertura assicurativa ed assistenziale, ed, in particolare, l'iscrizione al Fondo di previdenza complementare ed al Fondo di assistenza sanitaria integrativa.

Direttori generali di Divisione ed altri Dirigenti con responsabilità strategiche

Remunerazione fissa

E' determinata in base al ruolo ed alle responsabilità assegnate, considerando i livelli retribuiti medi riscontrati sul mercato delle grandi aziende nazionali per ruoli di analogo livello.

Incentivazione variabile di breve termine

Il piano di incentivazione variabile annuale, prevede un compenso determinato con riferimento ai risultati di performance di Eni, di area di business ed individuali variabili secondo una scala 70÷130, con un livello di incentivazione target (performance=100), differenziato in funzione del ruolo ricoperto, fino al 60% della remunerazione fissa.

Incentivazione variabile di lungo termine

Anche per i Direttori generali di Divisione ed altri Dirigenti con responsabilità strategiche, il beneficio si articola nel Piano di incentivazione monetaria differita (IMD), e Piano di incentivazione monetaria di lungo termine (IMLT) già descritti.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro

Sono previste le competenze di fine rapporto stabilite dal CCNL di riferimento ed eventuali trattamenti integrativi concordati, individualmente, alla risoluzione, secondo i criteri stabiliti da Eni per i casi di esodo agevolato e prepensionamento.

Benefit

Sono gli stessi erogati a favore dell'AD e Direttore generale e previsti per la dirigenza Eni.

Complessivamente, le linee guida di politica retributiva 2012, determinano una struttura della remunerazione dell'A.D., dei Direttori Generali di Divisione e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, con il seguente mix retributivo (calcolato considerando la valorizzazione degli incentivi di breve e lungo termine nell'ipotesi di risultati target):

	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Direttori Generali di Divisione Dirigenti con responsabilità strategiche	Altre risorse manageriali
Retribuzione fissa	28%	49%	71%
Variabile a breve	31%	25%	15%
Variabile a lungo	41%	26%	14%
Totale	**100%**	**100%**	**100%**

B) COMPENSI CORRISPOSTI NEL 2011

Il prospetto[28] che segue riporta i compensi corrisposti agli amministratori, ai Sindaci, ai Direttori generali ed agli altri dirigenti con responsabilità strategiche di Eni, evidenziando: nella colonna "compensi fissi": gli emolumenti fissi e le retribuzioni da lavoro dipendente, spettanti nell'anno secondo un criterio di competenza, al lordo degli oneri previdenziali e fiscali a carico del dipendente (sono esclusi i rimborsi spese forfettari ed i gettoni di presenza, in quanto non previsti); nella colonna "compensi per la partecipazione ai Comitati": il compenso spettante agli Amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio; nella colonna "Compensi variabili non equity": alla voce "Bonus ed altri incentivi", gli incentivi erogati nell'anno a fronte dell'avvenuta maturazione dei relativi diritti, dopo l'approvazione dei relativi risultati di performance da parte dei componenti degli organi societari (nella colonna "Partecipazione agli utili" non è riportato alcun dato, non essendo previste forme di partecipazione agli utili); nella colonna "Benefici non monetari": il valore dei fringe benefit assegnati secondo un criterio di competenza e di imponibilità fiscale; nella colonna "Altri compensi": le eventuali ulteriori retribuzioni derivanti da altre prestazioni fornite; nella colonna "Fair value dei compensi equity": il fair value di competenza dell'esercizio, relativo ai piani di stock option in essere, stimato secondo i principi contabili internazionali che ripartiscono il relativo costo nel periodo di vesting;

[28] La deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 all'art. 78 – e, da ultimo, la comunicazione DEM/11012984 del 24 febbraio 2011 - hanno 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 e, in forma aggregata, ai dirigenti con responsabilità strategiche

nella colonna "Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro": le indennità maturate, anche se non ancora corrisposte, per le cessazioni intervenute nel corso dell'esercizio o in relazione al termine del mandato e/o rapporto.

Compensi 2011

(migliaia di euro)

				Compensi variabili non equity						
	Scadenza della carica*	Compensi fissi	Compensi per la partecipazione a comitati	Bonus e altri incentivi	Partecipazione agli utili	Benefici non monetari	Altri compensi	Totale	Fair value dei compensi equity**	Indennità di fine carica o di cessazione dal rapporto di lavoro
Consiglio di Amministrazione										
Presidente (1)	05.2011	262[a]		375				637		1.000[b]
Presidente (2)	04.2014	500[a]						500		
AD e Direttore generale (3)	04.2014	1.430[a]		3.439[b]		15		4.884	175	1.000[c]
Consigliere (4)	05.2011	40[a]	16[b]					56		
Consigliere (5)	05.2011	40[a]	13[b]					53		
Consigliere (6)	04.2014	75[a]	32[b]					107		
Consigliere (7)	04.2014	75[a]	38[b]					113		
Consigliere (8)	04.2014	115[a]	39[b]					154		
Consigliere (9)	04.2014	75[a]	24[b]					99		
Consigliere (10)	04.2014	75[a]	29[b]					104		
Consigliere (11)	05.2011	40[a]	16[b]					56		
Consigliere (12)	04.2014	115[a]	45[b]					160		
Consigliere (13)	05.2011	40[a]	13[b]					53		
Consigliere (14)	04.2014	115[a]	45[b]					160		
Collegio sindacale										
Presidente (15)	04.2014	115[a]						115		
Sindaco effettivo (16)	04.2014	80[a]						80		
Sindaco effettivo (17)	04.2014	52[a]						52		
Sindaco effettivo (18)	05.2011	28[a]						28		
Sindaco effettivo (19)	05.2011									
Compensi nella società che redige il Bilancio		28[a]					46[b]	74		
Compensi da controllate e collegate							39[c]	39		
Totale		28					85	113		
Sindaco effettivo (20)	04.2014	52[a]						52		
Sindaco effettivo (21)	04.2014	80[a]						80		
Direttori generali										
Divisione E&P (22)										
Compensi nella società che redige il Bilancio		754[a]		1.167[b]		15		1.936	24	
Compensi da controllate e collegate							595[c]	595		
Totale		754		1.167		15	595	2.531	24	
Divisione G&P (23)		740[a]		1.339[b]		13		2.092	41	2.844[c]
Divisione R&M (24)		541[a]		504[b]		14		1.059	14	
Altri dirigenti con responsabilità strategiche* (25)**		3.910[a]		4.988[b]		96	120[c]	9.114	166	
		9.377	**310**	**11.812**		**153**	**800**	**22.452**	**420**	**4.844**

Note

(*) Si è già segnalato che, per gli amministratori nominati dall'Assemblea del 5.5.2011 la carica scadrà con l'Assemblea che approverà il Bilancio al 31.12.2013

(**) Si riferisce al valore pro-quota 2011 (dal 1°.1 al 30.7) dell'assegnazione del piano di stock option 2008 secondo la ripartizione prevista dai principi contabili

(***) Dirigenti (in numero di dieci) che, nel corso dell'esercizio ed insieme all'AD ed ai Direttori generali di Divisione, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società ed i primi riporti gerarchici dell'AD

(1)

(a) L'importo comprende i pro-quota fino al 5.5.2011, rispettivamente, del compenso fisso stabilito dall'Assemblea del 10.6.2008 (91 migliaia di euro) e del compenso fisso per le deleghe, deliberato dal Consiglio del 31.7.2008 (171 migliaia di euro)

(b) Importo deliberato dal CdA del 27.4.2011, in relazione al significativo apporto professionale profuso nella realizzazione degli obiettivi aziendali nei 9 anni di Presidenza della Società

(2)

(a) L'importo comprende i pro-quota dal 6.5.2011, rispettivamente, del compenso fisso stabilito dall'Assemblea del 5.5.2011 (174 migliaia di euro) e del compenso fisso per le deleghe, deliberato dal Consiglio del 1°.6.2011 (326 migliaia di euro)

(3)

(a) L'importo comprende il compenso fisso di 430 migliaia di euro per la carica di AD (che assorbe il compenso stabilito dall'Assemblea del 5.5.2011 per la carica di consigliere) ed il compenso fisso di 1 milione di euro in qualità di Direttore Generale; a tale importo si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale ed all'estero, previste dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali, ed altre competenze riferibili al rapporto di lavoro per il triennio 2008/2011, per un importo complessivo di 651 migliaia di euro

(b) L'importo comprende 1.329 migliaia di euro afferenti all'incentivo monetario differito attribuito nel 2008

(c) Importo deliberato dal CdA del 27.4.2011, in relazione al significativo apporto professionale profuso nella realizzazione degli obiettivi aziendali (da erogare in forma differita al termine del mandato 2011/2014); a tale importo si aggiunge il trattamento di fine mandato 2008/2011, erogato nel 2011, per garantire, in relazione alla remunerazione fissa ed al 50% della remunerazione variabile massima, percepite nel periodo per il solo rapporto di amministrazione, un trattamento previdenziale, contributivo e di trattamento di fine rapporto parificato a quello riconosciuto da Eni per il rapporto di lavoro dirigenziale (857 migliaia di euro)

(4)

(a) Importo pro-quota fino al 5.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, fino al 5.5.2011, rispettivamente di 6,3 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e di 9,4 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(5)

(a) Importo pro-quota fino al 5.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, fino al 5.5.2011, rispettivamente di 6,3 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e di 6,3 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(6)

(a) Importo pro-quota dal 6.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, dal 6.5.2011, rispettivamente di 20,6 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato controllo interno e di 11,8 migliaia di euro per il Compensation Committee

(7)

(a) Importo pro-quota dal 6.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, dal 6.5.2011, rispettivamente, di 26,4 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato controllo interno e di 11,8 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(8)

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale mantenuto invariato dall'Assemblea del 5.5.2011

(b) L'importo comprende 27,5 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato controllo interno e di 11,8 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee (pro-quota dal 6.5.2011)

(9)

(a) Importo pro-quota dal 6.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, dal 6.5.2011, rispettivamente, di 11,8 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e di 11,8 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(10)

(a) Importo pro-quota dal 6.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, dal 6.5.2011, rispettivamente, di 11,8 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e di 17,6 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(11)

(a) Importo pro-quota fino al 5.5.2011 del compenso fisso assembleare

(b) L'importo comprende i pro-quota, fino al 5.5.2011, rispettivamente, di 9,4 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato controllo interno e di 6,3 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(12)
[a] L'importo corrisponde al compenso fisso annuale (mantenuto invariato dall'Assemblea del 5.5.2011)
[b] L'importo comprende 27 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e 18 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(13)
[a] Importo pro-quota fino al 5.5.2011 del compenso fisso assembleare
[b] L'importo comprende i pro-quota, fino al 5.5.2011, rispettivamente, di 6,3 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato controllo interno e di 6,3 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committee

(14)
[a] L'importo corrisponde al compenso fisso annuale (mantenuto invariato dall'Assemblea del 5.5.2011)
[b] L'importo comprende 26,8 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato controllo interno e 6,3 migliaia di euro per il Compensation Committee (pro-quota dal 6.5.2011)

(15)
[a] L'importo corrisponde al compenso fisso annuale (mantenuto invariato dall'Assemblea del 5.5.2011)

(16)
[a] L'importo corrisponde al compenso fisso annuale (mantenuto invariato dall'Assemblea del 5.5.2011), interamente versato al Ministero dell'Economia e delle finanze

(17)
[a] Importo pro-quota dal 6.5.2011 del compenso fisso assembleare

(18)
[a] Importo pro-quota fino al 5.5.2011 del compenso fisso assembleare

(19)
[a] Importo pro-quota fino al 5.5.2011 del compenso fisso assembleare
[b] Importo relativo al compenso di 75 migliaia di euro come componente esterno dell'Organismo di vigilanza, istituito ai sensi del mod. 231 della Società, a partire dalla data di attribuzione dell'incarico (19.5.2011)
[c] Importo relativo agli emolumenti dell'anno per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI (19,5 migliaia di euro) e di Servizi Aerei (19,5 migliaia di euro)

(20)
[a] Importo pro-quota dal 6.5.2011 del compenso fisso assembleare

(21)
[a] L'importo corrisponde al compenso fisso annuale (mantenuto invariato dall'Assemblea del 5.5.2011)

(22)
[a] All'importo di 754 migliaia di euro di Retribuzione annua lorda, si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale ed all'estero, in linea con le previsioni del CCNL dirigenti e degli accordi integrativi aziendali, per un importo complessivo di 309.000 euro
[b] L'importo comprende l'erogazione di 280 migliaia di euro, relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2008
[c] Importo relativo al compenso per la carica di Presidente di Eni UK

(23)
[a] All'importo di 740 migliaia di euro di Retribuzione annua lorda, si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale ed all'estero, previste dal CCNL dirigenti e dagli accordi integrativi aziendali, per un importo complessivo di 8.000 euro
[b] L'importo comprende 501 migliaia di euro, relativi all'incentivo monetario differito attribuito nel 2008 e gli importi pro-quota dei Piani di incentivazione monetaria differiti 2009/2010, erogati a seguito della risoluzione, in relazione al periodo di vesting trascorso secondo quanto definito nei rispettivi Regolamenti
[c] L'importo comprende il Trattamento di fine rapporto e l'incentivazione all'esodo corrisposti in relazione alla risoluzione del rapporto di lavoro

(24)
[a] All'importo di 541 migliaia di euro di Retribuzione annua lorda, si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale ed all'estero, previste dal CCNL dirigenti e dagli accordi integrativi aziendali, per un importo complessivo di 2.000 euro
[b] L'importo comprende l'erogazione di 159 migliaia di euro, relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2008

(25)
[a] All'importo di 3.910 migliaia di euro di Retribuzione annua lorda, si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale ed all'estero, previste dal CCNL dirigenti e dagli accordi integrativi aziendali, per un importo complessivo di 290.000 euro
[b] L'importo comprende l'erogazione di 1.751 migliaia di euro, relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2008
[c] Relativi agli incarichi svolti dai Dirigenti con responsabilità strategiche nell'Organismo di vigilanza, istituito ai sensi del mod. 231 della Società ed all'incarico di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

2. Il sistema di controllo interno

Si è già ampiamente riferito, da ultimo, nella precedente relazione, sul sistema di controllo interno.

Nel far rinvio a quanto, in tale sede evidenziato, si rammenta qui esclusivamente che il sistema è composto dal complesso delle strutture e regole aziendali introdotte al fine di assicurare che la gestione della Società sia corretta e coerente con gli obiettivi ed, in particolare, condotta da organi diversi, che devono assicurare la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, il rispetto delle leggi e dei regolamenti.

Nell'ambito del sistema, rivestono specifici ruoli il Consiglio di Amministrazione[29], l'Amministratore Delegato[30]; il Comitato per il Controllo Interno[31]; il Preposto al controllo interno[32]; l'Internal Audit[33]; il Collegio Sindacale[34] (che vigila sull'efficacia del Sistema di controllo interno); la Società di Revisione, l'Organismo di vigilanza ex D.Lgs. n.231/2001[35].

In ordine all'attività svolta nel 2011 dagli organi facenti parte del Sistema di controllo interno, può segnalarsi, in particolare, quanto segue.

---

[29] Che definisce le Linee di indirizzo del Sistema di controllo interno e ne valuta, annualmente, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento

[30] Dà esecuzione alle Linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione; sovraintende alla funzionalità del Sistema di controllo interno

[31] Nel 2011 si è riunito 18 volte. E' composto da tre a quattro amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati dal CdA. La composizione del Comitato è stata rinnovata dal CdA nella seduta del 6 maggio 2011 . Il Comitato assiste, con funzioni consultive e propositive il CdA nell'assolvimento delle funzioni di questo relative al Sistema di controllo interno

[32] In Eni, la figura del Preposto al Controllo Interno coincide, sin dal 2007, con quella del Direttore Internal Audit, considerata la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi e le conseguenti sinergie tra i due ruoli. Con delibera del 26 aprile 2012, il CdA di Eni ha aderito alla nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011, che non contempla più la figura del Preposto ma solo del Responsabile Internal Audit

[33] Il CdA, nella seduta del 15 dicembre 2010 ha nominato il nuovo Direttore Internal Audit. Tale carica è stata confermata nella seduta del 19 maggio 2011. 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, tra l'altro, 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, valutazioni e raccomandazioni in merito alla struttura ed al funzionamento del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia

[34] Il Collegio Sindacale, oltre ai compiti demandatigli dalla legge e dall'ordinamento della società, per ciò che ora interessa, vigila sull'efficacia del Sistema di controllo interno.

[35] Istituito con delibere del CdA, del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004, vigila sull'effettività del Modello 231 e ne esamina l'adeguatezza. Riferisce, periodicamente, sulle attività svolte, al Presidente, all'Amministratore Delegato della Società (il quale ne informa il CdA), al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale. L'organismo, composto, inizialmente, di 3 membri è stato, nel 2007, integrato da due componenti esterni, uno dei quali con funzioni di Presidente (da individuarsi tra professori e/o professionisti di comprovata competenza). Nella seduta del CdA del 19 maggio 2011 sono stati confermati quali membri interni i direttori Affari Legali, Risorse Umane ed Organizzazione ed Internal Audit e sono stati nominati i due nuovi componenti esterni dell'Organismo

Il Comitato di controllo interno[36]

Nel 2011, in particolare:

- ha espresso parere favorevole in merito alla conferma della nomina del Direttore Internal Audit e del Preposto al Controllo interno;
- ha esaminato il consuntivo delle attività dell'Internal Audit; il piano di Audit, i relativi stati di avanzamento ed il budget dell'Internal Audit; la Relazione del Presposto al Controllo interno; la Relazione semestrale sulle attività svolte dall'Internal Audit; la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari;
- ha esaminato le informative sugli eventi giudiziari, trasmesse dal Team Peag (Team Presidio Eventi Giudiziari);
- la bozza di Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011; la bozza di Relazione degli Amministratori ai sensi dell'art. 2433 bis del codice civile sull'acconto del dividendo 2011;
- ha esaminato la proposta di aggiornamento del Modello di controllo dei prezzi al Consumo, in coerenza con le recenti modifiche al relativo quadro regolamentare.

L'Organismo di Vigilanza e Modello 231

Nel 2011 ha completato l'attività di Risk Assessment per l'aggiornamento del Modello 231, con riferimento, in particolare, alle tipologie di reato presupposto della responsabilità amministrativa degli enti. Sono state avviate, inoltre, le attività inerenti il "Programma di Recepimento delle Innovazioni" del Modello 231, con riferimento ai reati ambientali.

E' proseguita, nel 2011, l'attività di formazione e/o di comunicazione, differenziata a seconda dei destinatari, rivolta alla corretta attuazione del Modello 231.

L'Internal Audit

Il 2 marzo 2012, il "Preposto al controllo interno" (che – si è detto - in Eni coincide con il "Direttore Internal Audit"), in attuazione delle previsioni del Codice di

[36] Il Codice di Autodisciplina di Eni(di cui si è detto al precedente paragrafo 1) prevede che il Comitato, tra l'altro, riferisca al CdA, almeno semestralmente, sull'attività svolta e sull'adeguatezza del Sistema di controllo interno. Il Regolamento di funzionamento e di organizzazione del CdA, approvato il 6 maggio 2011, ha specificato che tale relazione venga trasmessa alla segreteria del CdA almeno 3 giorni prima della riunione di questo sul bilancio. L'ultima, in ordine di tempo, di tali relazioni, relativa al periodo 1° gennaio/8 marzo 2012, è stata approvata dal Comitato nella seduta dell'8 marzo 2012

Autodisciplina Eni[37], ha presentato la propria relazione annuale sul sistema di controllo interno con riferimento all'esercizio 2011, nella quale rappresenta, conclusivamente, che, sulla base delle attività svolte e tenuto conto delle valutazioni espresse dai Preposti al controllo interno, funzioni di internal assurance presenti nel gruppo e delle iniziative attivate ai fini del miglioramento e dell'ottimizzazione del Sistema, "non sono emerse situazioni tali da far ritenere non idoneo il sistema di controllo interno di Eni nel suo complesso". Tale giudizio è stato reso ispirandosi alle logiche del CoSO Report[38], adottato da Eni come framework di riferimento. E', peraltro, da tener presente che, come previsto dallo stesso CoSO Report, il sistema di controllo interno, anche se adeguato, può fornire esclusivamente una ragionevole sicurezza sulla realizzazione degli obiettivi aziendali, avendo come obiettivo la mitigazione, non l'eliminazione, del rischio insito in ogni processo gestionale.

Nella detta relazione è anche evidenziato che, nel 2011, la Direzione Internal Audit è stata oggetto di riorganizzazione ed è stata sottoposta ad una Quality Review condotta da un soggetto terzo che ne ha valutato la "generale conformità"[39] agli standard professionali ed alle best practice internazionali.

Le principali novità, intervenute nel 2011, che hanno riguardato il sistema di controllo interno, si inquadrano in un naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso. In continuità con le iniziative precedentemente avviate, Eni ha deciso di sviluppare un nuovo modello per la gestione dei rischi che amplia gli attuali sistemi già in essere allo scopo di ottenere una visione di sintesi dei principali rischi aziendali, che permetta di analizzare e confrontare rischi di natura diversa e di rafforzare la cultura del Risk Management nei processi anziendali.

Sono state, tra l'altro, emesse nuove MSG (Management System Guideline) e procedure; nominati nuovi Process owner; impostato il nuovo modello integrato di gestione dei rischi; implementato il modello di controllo in ambito HSE; attuato il Programma anticorruzione di Eni, attraverso la riemissione delle Linee Guida in veste di MSG ed ulteriori procedure anticorruzione.

---

[37] Con delibera del 13 dicembre 2006, il CdA ha aderito al Codice di Autodisciplina delle Società quotate, promosso da Borsa Italiana, che prevede che il Preposto debba riferire al Comitato per il controllo interno, al Collegio sindacale ed all'AD sulle modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, esprimendo una "valutazione sull'idoneità del Sistema di controllo interno nel suo complesso a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo"

[38] CoSO: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, Internal Control, Integrate Framework

[39] I criteri di valutazione previsti dall'IIA sono: "generalmente conforme"; "parzialmente conforme"; "non conforme"

Il piano di audit di Eni SpA del 2011 (approvato dal CdA il 15 febbraio 2011), è stato completato.

Il numero degli interventi di audit integrato complessivamente emessi nel 2011 risulta in linea con quello degli anni precedenti; sono stati inoltre svolti interventi c.d. "spot", principalmente relativi ad attività di accertamento su fatti oggetto di segnalazione o per contingenze verificatesi nell'anno.

Il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva, ad oggi, un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate.

Le attività di risk assessment 2011 hanno riguardato l'aggiornamento delle precedenti risultanze su processi/strutture di Eni SpA e principali società controllate, oggetto di modifiche organizzative/reengineering di processo.

Sempre nell'ambito delle attività di monitoraggio in dipendente, nel 2011 l'Internal Audit ha verificato la conformità del monitoraggio di linea rispetto alle metodologie definite da Eni relativamente ai Company Entity Level Control (CELC) per 6 società, per i quali è stata effettuata anche una valutazione indipendente sull'efficacia del disegno e dell'operatività, ed a 45 Risk Owner (cui sono attribuiti 441 PLC), distribuiti su 12 società.

Per quanto concerne il Modello di Controllo Prezzi al Consumo, le attività di Monitoraggio Indipendente nel 2011, coerentemente con quanto avvenuto negli anni passati, sono state condotte sulla base dei Piani definiti dalle competenti strutture dei Chief Operating Officer delle divisioni Eni e dei Presidenti/Amministratori Delegati delle società controllate soggette all'applicazione della c.d. "robin tax".

LA GESTIONE DELLE SEGNALAZIONI

(numero)	2009	2010	2011
Fascicoli di segnalazioni Sistema di Controllo Interno pervenute all'Internal Audit per area segnalata	108	85	87
- approvvigionamenti	31	18	30
- personale	9	9	5
- affari legali	3	1	0
- commerciale	19	17	17
- amministrazione e finanza	2	2	2
- acquisizione assets	0	0	3
- gestione contrattuale	13	19	15
- logistica	13	7	8
- altre aree aziendali (security, HSE, ...)	18	12	7
Fascicoli di segnalazioni Sistema di Controllo Interno chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	74	99	97
- fondati per i quali sono state adottate azioni correttive sul sistema di Controllo Interno	4	7	5
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori	12	16	10
- infondati con azioni	19	27	29
- generici	1	6	15
- infondati	38	43	38
Fascicoli di segnalazioni Altre Materie pervenute all'Internai Audit per area segnalata	64	92	89
- personale	12	6	24
- Codice Etico	43	67	52
- rapporti con terzi	9	19	13
Fascicoli di segnalazioni Altre Materie chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	40	75	100
- fondati per i quali sono state adottate azioni di miglioramento	2	2	2
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori	1	2	11
- infondati con azioni	3	13	20
- generici	4	10	2
- infondati	30	48	65

Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati conferma l'ampia diffusione e conoscenza della "procedura segnalazioni".

Nel 2011 è stata emessa la nuova Procedura sulla Gestione delle Segnalazioni volta ad assicurare la coerenza dell'azione con le previsioni delle norme internazionali ed a rendere più efficienti le istruttorie e le azioni di miglioramento e ad ottimizzare l'informazione degli Organi di Vigilanza e di Controllo di Gruppo.

Nel 2011 sono pervenute 283 segnalazioni[40], raggruppate in 176 fascicoli, il 49% dei quali afferenti a tematiche relative al Sistema di controllo interno; nell'esercizio sono stati archiviati 197 fascicoli, di cui 97 relativi al Sistema di controllo interno.

Le verifiche effettuate con riferimento ai 197 fascicoli che sono stati archiviati nel 2011 hanno avuto i seguenti esiti:

- per 28 fascicoli (14%), le verifiche hanno confermato, almeno in parte, il

[40] Con un aumento del 13% rispetto al 2010

contenuto delle segnalazioni e sono state disposte le relative azioni correttive;

- per 169 fascicoli, le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati; per 49 (25%) fascicoli sono state comunque avviate azioni di miglioramento sulle strutture aziendali interessate.

Sono state, pertanto, complessivamente adottate azioni di miglioramento nel 39% dei casi.

Le attività di Internal Audit svolte nel 2011 hanno evidenziato il progressivo miglioramento del sistema, come è emerso dalle valutazioni del Sistema di controllo interno (rating) contenute negli audit report emessi nell'anno rispetto a quelli del biennio precedente[41]; dalla riduzione del numero medio di rilievi per audit[42] e dalla diminuzione percentuale delle carenze più critiche[43].

Al fine di incentivare tale miglioramento, sono state programmate, dal 2012, sessioni di formazione anche presso le principali società del Gruppo (da individuarsi sulla base di criteri di rischiosità (criticità) volte a diffondere la cultura del rischio e del controllo ed a sensibilizzare il management su tali tematiche[44].

Componente importante della struttura del Sistema di controllo interno è costituita dal Sistema di controllo sull'Informativa finanziaria[45].

In effetti, l'art. 154 bis del TUF dispone (riferendone le previsioni all'organizzazione di Eni) che il CEO ed il CFO (dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari) attestino, con apposita relazione al bilancio di esercizio di Eni SpA e del Gruppo, l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili e che il CdA vigili sull'effettivo rispetto di queste.

Anche la sez. 404 del Sarbanes Oxley Act richiede un'analoga attestazione sull'efficacia del Sistema di controllo interno per assicurare l'affidabilità dell'informativa finanziaria[46].

---

[41] I rapporti di audit con rating carente sono stati il 20% nel 2009; il 13% nel 2010 e l'8% nel 2011

[42] Diminuito in media del 10% dal 2009 al 2010 e del 12% dal 2010 al 2011

[43] Le carenze più gravi sono state del 41% nel 2009, del 26% nel 2010 e del 24% nel 2011

[44] La Direzione Internal Audit svolge anche congiuntamente ai partner di business, sulla base di appositi accordi o di disposizioni contrattuali, interventi di audit sulle joint venture societarie o contrattuali (c.d. Parent Company Audit)

[45] Tale sistema è disciplinato da un'apposita Management System Guideline (MGS) del 15 dicembre 2010, che recepisce la Linea guida "Il sistema di controllo interno Eni sull'informativa societaria", approvata dal CdA il 20 giugno 2001. Il CdA del 30 maggio 2012, ha approvato, con il parere favorevole del Collegio sindacale e del Comitato controllo interno, un aggiornamento di tale MSG e la sua ridenominazione in "Il Sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria" (aggiornamento che non ha, peraltro, comportato variazioni significative)

[46] Le valutazioni effettuate ai fini di cui all'art. 154 bis del TUF e della sez. 404 del Sarlanes Oxle Act sono utilizzate anche al fine di verificare l'idoneità del sistema amministrativo-contabile delle società extra-UE che rivestano significativa rilevanza (ai sensi dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob). Con riferimento al Gruppo Eni rientrano nell'ambito di tali prescrizioni 7 imprese rilevanti (Eni Congo SA; Eni Norge AS; Eni Petroleum CO Inc.; Nigerian Agip Oil Co Ltd; Nigerian Agip exploration Ltd; Eni Finance

A tal fine, il CFO, ha presentato al CdA (nella seduta del 15 marzo 2012) la relazione per la valutazione del Sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria al 31 dicembre 2011, riferita ai controlli esistenti a tale data, con riferimento alla quale è stata accertata e valutata la sussistenza di ogni carenza.

Tali carenze vengono valutate con riferimento ai riflessi sul bilancio e catalogate in "carenza rilevante – material weakness" (sulle quali devono pronunciarsi sia il CEO che il CFO), che vanno comunicate al CdA, al Collegio Sindacale ed al Revisore contabile, ed in "carenze di minore gravità" (ma non irrilevanti: "significant deficiercy"), pur in presenza delle quali (anche esse da comunicarsi ai detti organi di amministrazione e di controllo) il Sistema viene tuttavia considerato, nel complesso, efficace. L'attività di valutazione, condotta per il 2011 dal CFO ha riguardato Eni SpA e 105 imprese controllate (delle quali, 33 rilevanti[47] e 72 altre imprese).

L'accertamento condotto dal CFO (formalizzato nelle conclusioni della detta relazione) non ha fatto rilevare, con riferimento al 2011, la sussistenza di carenze né rilevanti, né significative.

****

Sotto un profilo più generale, va ribadito quanto da questa Corte già rappresentato sulla complessità del sistema di controllo interno, sia per quanto riguarda la struttura, che con riguardo all'operatività, trattandosi di un impianto oggettivamente efficiente ma che potrebbe essere valutato al fine di una sua organica ed oculata razionalizzazione, assicurando, in ogni caso, la salvaguardia e la correttezza dell'attività della Società.

USA Inc.; Eni Trading Shipping Inc.) ed altre 3 imprese: Burren Energy (Bermuda) Ltd.; Trans Tunisian pipeline Co. Ltd.; Burren Energy (Congo) Ltd.

[47] Di cui, 26 sulla base di parametri quantitativi ed 8 sulla base dei rischi. Tali imprese coprono i seguenti valori del bilancio consolidato: il 75% del totale dell'attivo; l'80% dei ricavi da terzi; il 76% del risultato prima delle imposte; il 98% dell'indebitamento netto

CAPITOLO II

3. Organizzazione

3.1. La struttura organizzativa

Sulla struttura organizzativa si è ampiamente riferito nei precedenti referti.

Si riassume, pertanto, al riguardo, esclusivamente quanto segue.

L'organizzazione dell'Eni è articolata in: *unità di business* ed *unità di corporate*.

Le **unità di business** sono organizzate per settore di mercato e comprendono le seguenti tre divisioni e le società controllate direttamente dipendenti dall'*Amministratore delegato:*

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

Le principali **Società operative** controllate in Italia ed all'estero[48] sono:

✓ **Versalis** (ex Polimeri Europa), che gestisce, direttamente e tramite società controllate all'estero, la produzione e la commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, stirenici, elastomeri, polietilene);

✓ **Syndial**, che gestisce le attività di risanamento ambientale per Eni dei siti industriali, le attività di dismissione di business/impianti, nonché le attività residuali del ciclo cloro;

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

✓ **Snam (ex Snam Rete Gas)**[49], che cura, con un ruolo di indirizzo, direzione e

[48] La maggior parte delle società controllate estere, facenti capo alle divisioni di Eni SpA, sono possedute attraverso la società Eni International BV, che ne possiede ed amministra le partecipazioni

coordinamento, le attività regolate del settore gas in Italia; opera, tramite quattro società controllate al 100% e focalizzate sui processi core business, nelle attività di trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale (tramite Snam Rete Gas), di rigassificazione di gas naturale liquefatto (Gnl Italia), di stoccaggio (Stogit) e di distribuzione (Italgas). Tale nuova organizzazione delle attività ha avuto decorrenza 1° gennaio 2012;

✓ **Eni Gas Transport Service (EGTS)**, società di nuova costituzione, nata nel 2011 come spin off dalla preesistente Eni Gas Transport International (EGTI); nel corso del dicembre 2011, infatti, la partecipazione di Eni in Eni Gas Transport International è stata ceduta a Fluxys G (in adesione agli impegni assunti da Eni verso la Commissione UE in relazione ai gasdotti che attraverso Germania, Svizzera ed Austria, trasportano il gas in Italia). In vista di tale cessione è stata costituita la nuova società Eni Gas Transport Service, in cui sono confluite le attività di "service" che, come da impegni e fino a scadenza dei termini previsti dagli accordi, verranno svolte a favore degli acquirenti delle partecipazioni cedute.

Le **unità di corporate** curano: la gestione accentrata di servizi di supporto trasversale alle unità di business; il coordinamento ed il controllo dell'attuazione di indirizzi strategici, di linee guida e di normative di riferimento nelle materie di competenza; il coordinamento delle unità di staff delle divisioni e/o delle società controllate. Ruolo che viene esercitato in coerenza con il vigente sistema organizzativo e normativo e nel rispetto dell'autonomia gestionale per le società quotate e per le società soggette a regolazione.

Le unità di corporate comprendono:

- le strutture del *Chief Financial Officer;*
- le strutture del *Chief Corporate Operations Officer;*
- *le altre direzioni/funzioni corporate di staff*: Affari Societari e Governance; Affari Legali; Ricerca ed Innovazione Tecnologica; Relazioni Istituzionali e Comunicazione.

Alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato operano anche la

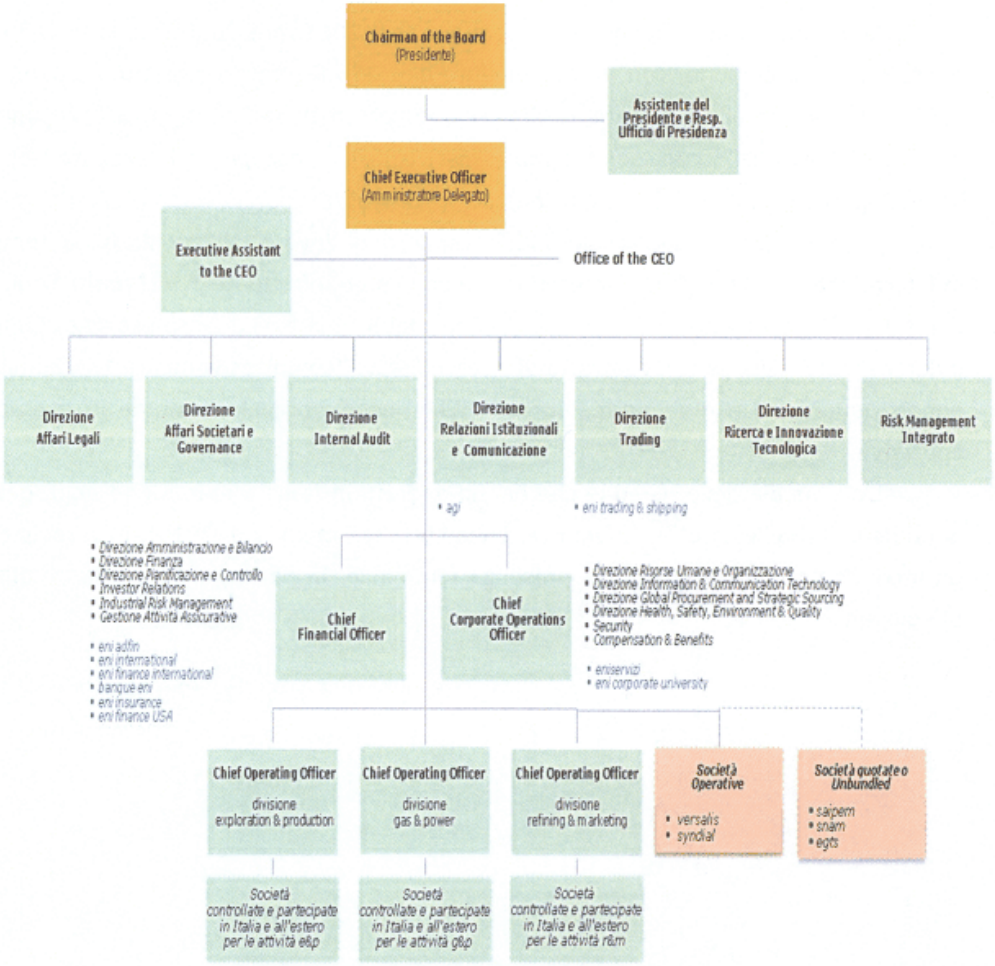
[49] Sull'operazione di separazione di Snam da Eni, posta in essere nel primo semestre del 2012, si riferisce in un successivo specifico paragrafo

Direzione Internal Audit[50], l'Executive Assistant to the CEO e l'Office of the CEO.

Alle dipendenze del Presidente opera l'Assistente del Presidente, Responsabile dell'Ufficio di Presidenza.

[50] Il CdA, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, è competente in materia di nomina, revoca e remunerazione del Direttore Internal Audit ed approva il piano annuale di audit proposto dal Direttore Internal Audit. Il Consiglio, per ragioni operative, delega all'AD la gestione ordinaria del rapporto di impiego: Il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività della Direzione Internal Audit, in relazione ai compiti del Consiglio in materia,. Il Direttore Internal Audit risponde anche all'AD, incaricato dal Consiglio di sovrintendere al sistema di controllo interno: Riferisce inoltre al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense

Si schematizza di seguito l'assetto macro-organizzativo di Eni (aggiornato all'1.6.2012):



CAPITOLO III

3. Le risorse umane

3.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo

Come mostrano i prospetti che seguono, nel 2011, presso il Gruppo Eni hanno operato 78.686 persone, con un decremento di 1.255 lavoratori rispetto al 2010[51] (-1,6%), in seguito alla diminuzione di 804 occupati in Italia (ad oggi, 33.170 unità, pari al 42,15% dell'occupazione complessiva) e di 451 occupati all'estero (ad oggi, 45.516, pari al 57,85% dell'occupazione complessiva).

In Italia, sono stati risolti 2.671 rapporti di lavoro, di cui 2.102 a tempo indeterminato e 569 a tempo determinato e sono state effettuate 1.957 assunzioni, di cui 634 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 1.323 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (737) inseriti prevalentemente in posizioni operative.

L'età media delle persone che hanno operato in Italia è stata di 44 anni, quella dei dipendenti all'estero di 39 anni (in linea con l'età media del 2010). Si è registrato un incremento complessivo della presenza femminile, in particolare nelle fasce di età più giovani.

[51] Esercizio nel quale i dipendenti avevano raggiunto il numero di 79.941 unità

OCCUPAZIONE

	2009	2010	2011
Dipendenti a fine periodo	77.718	79.941	78.686
- uomini	65.154	67.187	65.501
- donne	12.564	12.754	13.185
- Italia	35.085	33.974	33.170
- Estero	42.633	45.967	45.516
Dipendenti all'estero per tipologia	42.633	45.967	45.516
- locali	33.483	35.835	34.801
- espatriati italiani	2.771	3.123	3.208
- espatriati internazionali (inclusi TCN)	6.379	7.009	7.507
Dipendenti per tipologia di contratto	77.718	79.941	78.686
- determinato	28.077	31.072	30.665
- indeterminato	49.641	48.869	48.021
- part time	-	-	1.160
- full time	-	-	77.526
Dipendenti dirigenti	1.562	1.574	1.586
- di cui donne	149	155	160
Dipendenti quadri	12.893	13.350	13.298
- di cui donne	2.310	2.479	2.545
Dipendenti impiegati	37.295	37.885	39.296
- di cui donne	9.720	9.567	9.961
Dipendenti operai	25.968	27.132	24.506
- di cui donne	385	553	519
Dipendenti fascia d'età 18 - 24	4.272	4.182	3.731
- di cui donne	579	615	678
Dipendenti fascia d'età 25 - 39	30.951	32.850	32.480
- di cui donne	5.281	5.553	5.833
Dipendenti fascia d'età 40 - 54	33.981	34.127	33.211
- di cui donne	5.768	5.687	5.670
Dipendenti fascia d'età over 55	8.514	8.782	9.264
- di cui donne	936	899	1.004
Dipendenti per titolo di studio	77.718	79.941	78.686
- inferiore al diploma	22.376	20.147	19.989
- diploma	32.250	37.097	35.788
- laurea	21.600	21.771	20.089
- formazione post-laurea	1.492	926	2.820
Numero di assunzioni	3.384	4.262	5.731
- di cui donne	523	737	1.192
Numero di risoluzioni	3.798	4.409	5.391
- di cui donne	511	849	857

OCCUPATI ALL'ESTERO

	2009	2010	2011
Dipendenti in Africa	13.036	15.251	13.501
- di cui donne	950	1.110	1.021
Dipendenti in America	7.087	6.943	8.194
- di cui donne	760	843	1.270
Dipendenti in Asia	12.743	12.849	13.545
- di cui donne	1.127	1.186	1.334
Dipendenti in Australia e Oceania	222	177	402
- di cui donne	55	58	97
Dipendenti in Italia	35.085	33.974	33.170
- di cui donne	7.033	6.799	6.665
Dipendenti nel Resto d'Europa	9.545	10.747	9.874
- di cui donne	2.639	2.758	2.798
Dipendenti all'estero locali	33.483	35.835	34.801
Dipendenti in Paesi non OECD	30.328	34.929	34.313

Nel 2011, le assunzioni di dipendenti all'estero sono state disposte, principalmente, nel settore E&P (circa 250 unità) in relazione a progetti in Africa (Mozambico, Angola), in Europa (Norvegia, Polonia) e in Venezuela. Una diminuzione di circa 550 unità si è avuta in Saipem in seguito al completamento di progetti (Kazakhstan, Nigeria), ed al rinvio di nuovi progetti (Russia), nonché all'uscita della Petromar dall'ambito del consolidamento. Anche nei settori G&P e R&M, si sono avute diminuzioni per effetto della cessione della società Gas Brasiliano Distribuidora SA (78 risorse) e della chiusura di Eni Lubricantes Argentina (53 risorse).

Operano complessivamente all'estero 3.209 espatriati italiani nelle società consolidate.

La seguente tabella mostra la situazione dell'occupazione con riferimento alle pari opportunità:

		2009	2010	2011
Dipendenti donne in servizio	%	16,17	15,95	16,75
Donne assunte		15,46	17,29	20,79
Donne dirigenti		9,54	9,85	10,12
Tasso di sostituzione per genere		0,84	0,97	1,06
- *uomini*		0,81	0,99	1,00
- *donne*		1,02	0,86	1,39
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero			567
- *di cui donne*				458
Dipendenti in rientro da congedo parentale				539
- *di cui donne*				427
Pay gap senior manager *(donne vs uomini)*	%			96
Pay gap middle manager e senior staff *(donne vs uomini)*				97
Pay gap impiegati *(donne vs uomini)*				96
Pay gap operai *(donne vs uomini)*				101
Pay gap totale *(donne vs uomini)*				98

Nel 2011 hanno operato in Eni 13.185 donne (il 16,75% dell'occupazione complessiva) di cui 6.665 in Italia (20,1%) e 6.520 all'estero (14,3%). Il 20,79%, delle 1.323 assunzioni effettuate in Italia, nel corso del 2011, ha riguardato personale femminile. In tale anno sia in Italia che all'estero è aumentato, rispetto al 2010 il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato).

La percentuale di donne che ricoprono posizioni manageriali (donne dirigenti e quadri) è aumentata dal 17,75 % del 2010 al 18,18% nel 2011 (+0,43 p.p.).

Nel 2011 è stata effettuata una rilevazione del pay-gap di genere, condotta su di un campione di oltre 65.000 dipendenti in più di 50 paesi (pari all'80% del personale) dalla quale è risultato che lo stesso non è statisticamente rilevante

(retribuzione femminile pari a 98 fatta 100 la retribuzione maschile), e relativamente omogeneo tra le diverse qualifiche attraverso un metodo che consente di neutralizzare differenze di ruolo e di età.

VALUTAZIONE DELLA PERFORMANCE

E' proseguita nel 2011 l'analisi completa di tutte le risorse manageriali, attraverso il processo della Management Review, che tiene conto del livello di performance espresso nel ruolo ricoperto e delle potenzialità di sviluppo, in termini di utilizzabilità delle risorse attraverso l'analisi delle capacità e delle competenze, finalizzata anche ad ottenere elementi per l'aggiornamento del piano per la sostituzione delle posizioni manageriali di primario interesse.

Nel 2011, la valutazione delle performance ha riguardato, in Italia e all'estero, il 96% dei dirigenti ed il 48% dei quadri e dei giovani laureati, per un totale complessivo del 52%.

Nel 2011 è stata estesa ai quadri responsabili di risorse in Italia un'iniziativa (feedback 360°), avviata nel 2008 nei confronti dei dirigenti, finalizzata ad aumentare la consapevolezza dell'interessato sui propri comportamenti, anche attraverso i punti di vista altrui, ad orientarne il piano d'azione e ad ampliarne la conoscenza da parte dell'azienda.

LA FORMAZIONE

Come mostra la tabella che segue, nel 2011, le ore di formazione sono aumentate, complessivamente, del 7% rispetto al 2010, con un incremento del 39% di quelle dedicate alla formazione professionale e tecnico commerciale. La spesa complessiva è aumentata del 13,5%.

		2009	2010	2011
Ore di formazione per tipologia	(ore)	3.097.487	3.114.142	3.326.561
- HSE e qualità		1.517.643	1.668.759	1.627.776
- Lingua ed informatica		316.902	322.393	307.134
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		230.706	177.357	214.723
- Professionale - trasversale		186.040	373.721	382.082
- Professionale tecnico-commerciale		846.196	571.912	794.846
Spese in formazione	(milioni di euro)	49,23	46,72	53,03

LE RELAZIONI INDUSTRIALI

Il 26 maggio 2011, è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali, l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni

industriali, i cui principi sono stati confermati nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres, sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, relativo al processo di riconversione industriale di quel sito.

		2009	2010	2011
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva *(Italia)*	(numero)	38.299	37.403	36.632
Copertura dipendenti da contrattazione collettiva *(Italia)*	(%)	100	100	100
Consultazioni, negoziazioni con i sindacati su cambiamenti organizzativi *(Italia)*	(numero)	496	385	445

IL CONTENZIOSO DEL LAVORO

Come mostra la tabella, il livello di conflittualità, nell'ambito Eni, pur mostrando un significativo incremento nel triennio 2009/2011, non risulta tuttavia raggiungere valori alti, ove si tenga conto della dimensione della Società e della complessità della legislazione sul lavoro. Il contenzioso concerne, prevalentemente, l'inquadramento superiore, l'impugnazione di trasferimenti di rami d'azienda, le richieste di rapporto di lavoro subordinato da terzi e il riconoscimento del danno biologico da malattia professionale e, solo per l'estero di indennità da accordi sindacali.

		2009	2010	2011
Contenziosi dipendenti	(numero)	693	1.051	1.354
Rapporto prevenzione/controversie			801/1.501	954/1.354
Rapporto controversie/dipendenti	(%)		1,31	1,61

INTEGRITÀ E TRASPARENZA

Nel 2011 è proseguita l'iniziativa formativa in materia di anti-corruzione rivolta al personale che svolge attività considerate "a rischio", poiché in contatto con pubblici ufficiali e/o terze parti, sia italiano sia estero, mediante un programma di formazione obbligatorio, che ha interessato circa 1.890 dipendenti, per complessive 4.725 ore.

	2009	2010	2011
Risorse formate su normative anti-corruzione		3.486	1.890
Ore di formazione effettuate su normative anti-corruzione		2.503	4.725

LA SICUREZZA DELLE PERSONE

E' proseguito, nel 2011, il miglioramento dell'indice di frequenza degli infortuni (diminuito del 21,9% per i dipendenti e del 15,9% per i contrattisti).

Rispetto al 2010, è diminuito del 18% l'indice di frequenza infortuni del totale dei dipendenti Eni (pari a 0,73).

Nel 2011 sono avvenuti 3 infortuni mortali a dipendenti (nel 2010 sono stati 17 e 2 nel 2009) e 10 a contrattisti (nel 2010 sono stati 14 e 6 nel 2009; il dato del 2010 è stato, peraltro, influenzato dall'incidente aereo avvenuto in Pakistan, che ha causato la morte di 21 persone).

Come mostra la tabella, sono più che triplicati gli audit relativi alla sicurezza, soprattutto nei settori Exploration & Production, raffinazione e petrolchimica e sono aumentati gli investimenti per la sicurezza.

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,11	0,89	0,73
- dipendenti		1,00	0,91	0,71
- contrattisti		1,18	0,88	0,74
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,037	0,029	0,026
- dipendenti		0,41	0,030	0,027
- contrattisti		0,035	0,029	0,025
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	2,42	2,26	1,61
- dipendenti		2,57	2,72	1,77
- contrattisti		2,32	1,96	1,52
Fatality index	(infortuni mortal/ore lavorate) x 100.000.000	1,33	4,64	1,89
- dipendenti		0,85	6,40	1,15
- contrattisti		1,65	3,48	2,34
Near miss	(numero)	2.446	3.013	2.723
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	1.263.580	1.573.634	1.375.607
- di cui ai dirigenti		14.492	35.828	8.326
- di cui ai quadri		107.887	209.506	133.101
- di cui agli impiegati		551.002	743.577	485.536
- di cui agli operai		590.199	584.723	748.644
Audit Sicurezza	(numero)	322	308	960
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	514.773	283.502	349.229
- Spese correnti		250.760	194.224	201.089
- Investimenti		264.013	89.277	148.140

COSTO DEL LAVORO

Come mostra la tabella che segue, il costo del lavoro del Gruppo, nel 2011, è lievemente diminuito in relazione alla sopra evidenziata diminuzione della consistenza del personale.

(milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo Eni	2010	2011
Salari e stipendi	3.565	3.704
Oneri sociali	714	760
Oneri per programmi a benefici definiti	164	158
Altri costi	600	360
	5.043	**4.982**
A dedurre:		
-incrementi per lavori interni – attività materiali	(209)	(185)
-incrementi per lavori interni – attività immateriali	(49)	(48)
Totale	**4.785**	**4.749**

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

Nel 2011, il numero dei dipendenti in servizio presso Eni S.p.A., è ammontato a 11.409 unità, in leggero decremento rispetto al 2010.

La seguente tabella espone l'andamento del numero medio del personale nell'ultimo biennio:

Personale Eni S.p.A. in servizio al 31.12

	31.12.2010	31.12.2011
Dirigenti	603	586
Quadri	4.001	3.889
Impiegati	6.041	5.768
Operai	1.259	1.166
Totale	**11.904**	**11.409**

Come mostra la tabella che segue, il costo del lavoro, nel 2011, (€/milioni 1.056) è diminuito del 13,3% (di €/milioni 162), per effetto, principalmente, dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva[52].

Il costo del lavoro di Eni spa

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2010	2011
-Salari e stipendi	728	734
-Oneri sociali	213	220
-Oneri per programmi a benefici definiti	83	83
-Costi del personale in comando	58	45
-Altri costi	279	120
	1.361	**1.202**
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(85)	(92)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori	(54)	(50)
-ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
TOTALE	**1.218**	**1.056**

[52] Il costo del lavoro 2011, comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010/2011, derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici, introdotte dalla recente Legge 214/2011

CAPITOLO IV

4. Profili operativi, vicende e problematiche che hanno riguardato la gestione di Eni S.p.A. nel 2011 e nel primo semestre del 2012

4.1. Attività negoziale

Nel fare rinvio a quanto riferito, al riguardo, nel precedente referto, si rammenta, succintamente, quanto segue.

La direzione delle attività di approvvigionamento di lavori, beni e servizi di Eni spa e l'indirizzo ed il controllo delle attività di approvvigionamento svolte nell'ambito delle società controllate non quotate da Eni in Italia e all'estero[53], sono affidati alla Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing di Eni SpA.

Tale Direzione fornisce, nell'ambito di appositi contratti di servizio e dei mandati ricevuti, i servizi di approvvigionamento richiesti dalle unità produttive o tecniche di tali società, che agiscono in qualità di committenti[54].

La Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing gestisce direttamente oltre l'80% dell'attività di approvvigionamento "non core" Eni Italia e circa il 10% del volume estero, tramite appositi mandati e svolge, prevalentemente, una funzione di indirizzo e controllo sulla rimanente attività.

I servizi di approvvigionamento c.d. "core"[55], invece, per la loro peculiarità e per la diretta loro connessione con i processi produttivi e commerciali delle singole divisioni e società, sono approvvigionati direttamente dalle competenti unità di business.

4.1.1. Attività negoziale posta in essere nel 2011

Quanto all'attività negoziale posta in essere nel 2011, si riportano di seguito gli elementi forniti dalla detta Direzione centrale, relativamente all'approvvigionamento

---

[53] Le società controllate da Eni quotate in Borsa sono soggette ad indirizzo e controllo nel rispetto della loro autonomia giuridica e gestionale, e degli interessi specifici delle singole società.

[54] Tale accentramento non opera per alcune società controllate che hanno mantenuto proprie funzioni per la soddisfazione di fabbisogni funzionali interni e per l'erogazione di servizi intercompany, attraverso appositi contratti di servizio stipulati (quali ad es. Eni Corporate University spa, Eniservizi spa).

[55] Relativi, indicativamente, alle seguenti fattispecie: materie prime, semi-lavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia); servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoriamento o interconnessione (oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento, ecc.); utilities del processo di produzione (energia elettrica, idrogeno, ecc,); servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti (ad esempio capacità produttiva); certificati verdi e titoli assimilati (ad esempio TEE, certificati bianchi); titoli minerari.

"non core" curato direttamente dalla stessa ed alle altre funzioni approvvigionanti soggette al suo indirizzo e controllo (ad esclusione delle società quotate).

Nel 2011, si è incrementata la percentuale del valore dell'attività negoziale all'estero; è rimasta confermata la prevalenza economica dell'approvvigionato afferente alla Divisione E&P rispetto al valore complessivo dell'attività negoziale; si è avuto un incremento, seppur minimo, dell'incidenza dell'utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale maggiormente rilevante (al quale si è pervenuti, come già segnalato nel precedente referto, attraverso l'accorpamento dei volumi per singolo atto negoziale, disposto allo scopo di ridurre il numero complessivo dei contratti e di aumentare l'efficienza e l'efficacia del processo); sono rimasti sostanzialmente analoghi a quelli rilevati nel 2010 il numero ed il valore dei contratti più rilevanti e l'incidenza degli affidamenti condotti attraverso gara.

Il valore complessivo dell'attività negoziale posta in essere nel 2011 dalla Direzione e dalle altre funzioni approvvigionanti delle controllate non quotate italiane ed estere è stato di 24.400 milioni di euro circa, di cui quasi il 70% per l'attività estera. Tale valore – che si è solo in parte riflesso sul bilancio d'esercizio 2011, in relazione alla quota parte di prestazioni effettivamente rese nell'anno – si è ripartito come segue per unità di business: i) 18.400 milioni di euro circa relativi alla Divisione E&P; ii) 700 milioni di euro circa relativi alla divisione G&P; iii) 2.400 milioni di euro circa relativi alla Divisione R&M; iv) 1.400 milioni di euro circa relativi all'unità di Corporate; v) 1.500 milioni di euro circa relativi alle caposettore (Versalis spa e Syndial spa).

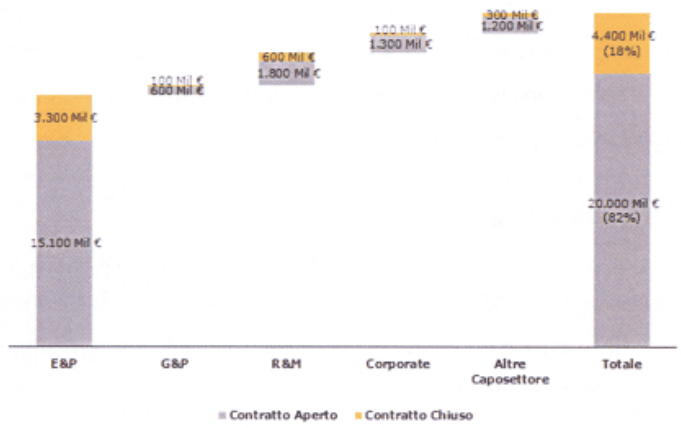
Come emerge anche da tali dati, il valore dell'approvvigionato per la Divisione E&P è risultato pure nel 2011 prevalente (più del 75% del valore totale).

In termini numerici, il quadro risulta meno differenziato: a fronte di 72.000 atti negoziali, di cui circa il 40% relativi all'attività estera, la ripartizione per unità di business è risultata la seguente: 26.500 circa relativi alla Divisione E&P; 1.500 circa relativi alla Divisione G&P; 22.000 circa relativi alla Divisione R&M; 2.500 circa relativi all'unità di Corporate; 19.500 circa alle caposettore.

Come per il 2010, la Divisione E&P ha concluso i contratti dall'importo più elevato ed ha svolto l'attività negoziale prevalentemente all'estero, mentre la Divisione R&M ed il settore petrolchimico hanno fatto riscontrare un maggior numero di contratti di importo unitario più contenuto e concentrati prevalentemente sul territorio nazionale.

4.1.2. Tipologia più rilevante degli atti negoziali

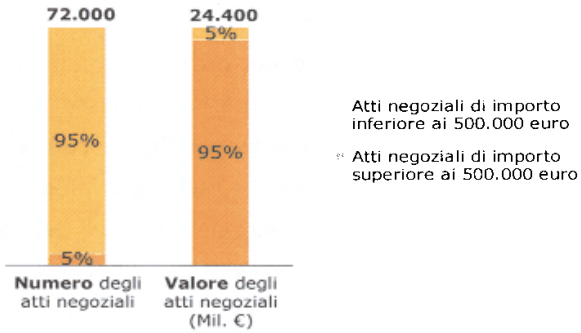
Anche nell'esercizio 2011, in Italia e all'estero, il contratto aperto, ha rappresentato circa l'82% del valore complessivo dell'attività posta in essere, come evidenzia il grafico che segue:



L'elevato ricorso a tale tipologia di contratto è da ricondursi alla circostanza che il contratto aperto consente di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, garantendo lo sfruttamento di economie di scala. Ciò favorisce la massimizzazione del risultato economico, minimizzando il numero dei contratti e la concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di procedure negoziali. Impostazione che continua a garantire una maggior efficienza ed efficacia dei processi, anche attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

4.1.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

I dati forniti, e che vengono evidenziati nel grafico che segue, confermano un'elevata incidenza dei contratti di importo superiore ai 500.000 euro (pari a circa il 95% del valore complessivo dell'approvvigionato, ed al 5% circa del numero dei contratti).



Tali risultanze, anche per il 2011, sono da riferirsi, prevalentemente, alla Divisione E&P la quale, per il maggiore impegno su grandi progetti di investimento, presenta una forte tendenza verso l'aggiudicazione di contratti di importo particolarmente rilevante.

Diversamente, la Divisione R&M e le caposettore si caratterizzano per un maggior numero di contratti di importo non rilevante, soprattutto in considerazione della tipologia degli approvvigionamenti che vengono disposti a supporto delle attività di manutenzione degli impianti produttivi.

4.1.4. Procedure di affidamento

Anche per l'esercizio 2011 è risultata l'elevata incidenza degli affidamenti condotti attraverso gara (75%, contro il 25% circa delle assegnazioni dirette).
Il dato è particolarmente significativo se rapportato alle dimensioni, alla complessità ed alla specificità delle forniture di Eni.

4.1.5. Attività di audit relativa al settore approvvigionamenti (procurement)

La Società ha anche riferito che dalle verifiche svolte dall'Internal Audit nel 2011 non sono emerse situazioni di particolare criticità nel settore Procurement, tenuto anche conto delle iniziative adottate dal management a fronte delle aree di miglioramento rilevate, in particolare in relazione alle attività di preparazione e di assegnazione dei contratti.

4.2. Profili operativi

Nel richiamare quanto sul punto evidenziato nei precedenti referti, si delineano di seguito brevemente i più salienti dei profili operativi che hanno caratterizzato l'attività di Eni nel 2011.

4.2.1. Settore Exploration & Production (E&P)

Nel 2011 la performance del settore è risultata in aumento; l'utile netto adjusted (ammontato a 6.866 milioni di euro) è aumentato del 22,6% rispetto al 2010 per effetto, principalmente, dell'aumento del prezzo del petrolio e del riavvio della produzione in Libia, ove la ripresa delle attività ha permesso di limitare l'impatto sui risultati dell'esercizio derivante dalle operazioni belliche. In particolare, al marzo 2012, gli impianti Eni in Libia erogavano circa 240.000 boe al giorno; per il secondo semestre del 2012 è previsto il conseguimento dell'obiettivo del ripristino del livello di 280 mila boe/giorno della produzione ante-conflitto.

Intensa è stata l'azione per il consolidamento ed il potenziamento della presenza di Eni nelle aree di maggior interesse della Società.

Tra le altre realizzazioni meritano menzione:

- il memorandum d'intesa firmato con Petro China per lo sviluppo degli idrocarburi in Cina;
- la firma di un accordo di cooperazione con Sonatrach per lo sviluppo degli idrocarburi non convenzionali in Algeria;
- la ratifica del memorandum d'intesa con la compagnia di Stato della Repubblica Sudafricana;
- la conclusione di un accordo con le Autorità egiziane per il rilancio delle attività petrolifere in quel Paese;
- l'acquisizione di una interessenza in due licenze di esplorazione in Ucraina;
- la concretizzazione di ulteriori iniziative in Australia, in Indonesia e nel Mar di Barents;
- la stipula di un accordo con la Repubblica del Kazakhstan per l'ingresso nel consorzio di Karachaganak della compagnia di Stato KazMunaiGaze e la chiusura di tutti i contenziosi in atto.

Nel 2011 è stata effettuata in **Mozambico** la più grande scoperta di gas mai realizzata da Eni, che si è rivelata superiore ad ogni aspettativa e che comporta straordinarie opportunità di sviluppo verso l'Asia, ove il fabbisogno energetico è in rilevante crescita. In particolare, quattro pozzi esplorativi[56] consentono di individuare un potenziale esplorativo di almeno 1.340 miliardi di metri cubi.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2011 erano di 7,09 miliardi di boe (+ 3,6% rispetto al 2010); la vita utile residua è di 12,3 anni (a fronte dei 10,3 anni del 2010).

Nel 2011 sono stati investiti nel settore 9.435 milioni di euro.

4.2.2. Settore Gas & Power (G&P)

Nel 2011 l'utile netto adjusted del settore è ammontato a 1.541 milioni di euro, con una riduzione del 39,8% rispetto al 2010 a causa, prevalentemente, dell'indebolimento della domanda, dell'eccesso di offerta e dell'incremento della concorrenza, nonché dell'indisponibilità del gas libico.

---

[56] Di Mamba South e Mamba North, Mamba North East e Coral

Per lo sviluppo ed il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione, l'incremento della capacità di stoccaggio, ecc., sono stati investiti, nel 2011, 721 milioni di euro.

Sono stati spesi in ricerca circa 2 milioni di euro.

Nel marzo del 2012 Eni e Gazprom hanno raggiunto un accordo per la revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, i cui benefici economici sono retroattivi all'inizio 2011; sono stati, inoltre, definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream.

Nell'esercizio, sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (Temp e Transitgas) e dalla Russia (Tag); il relativo corrispettivo è ammontato, complessivamente, a 1,5 milioni di euro.

Nel luglio 2011, è stata perfezionata anche la cessione a Petrobas Gas della partecipazione nella Società Gas Brasiliano Distribuidora. Il relativo corrispettivo è ammontato a 271 milioni di dollari.

Nel gennaio 2012, è stato perfezionato (con una spesa di 214 milioni di euro) l'acquisto della Società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallen NV, che commercializzano gas ed energia elettrica in Belgio.

4.2.3. Settore Refining & Marketing (R&M)

Nel 2011 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 262 milioni di euro, in considerevole peggioramento (-213 milioni di euro) rispetto al 2010. Le cause sono da rinvenirsi negli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche, nella debolezza della domanda e nell'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo.

Sono stati investiti 866 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica ed il potenziamento della rete di distribuzione carburanti.

Le lavorazioni di petrolio sono diminuite dell'8,2%, rispetto al 2010. In Italia la flessione è stata dell'8,7%, a causa dell'interruzione delle lavorazioni presso la raffineria di Venezia per lo scenario negativo e dell'impatto delle fermate programmate.

La contrazione dei consumi ha determinato quella delle vendite rete in Italia (8,36 milioni di tonnellate, pari al -3,1% nel 2011) ed in Europa (-2,9% rispetto al 2010).

4.2.4. Petrolchimica

Il settore ha registrato, nel 2011, una perdita netta adjusted di 208 milioni di euro (-123 milioni di euro rispetto al 2010) a causa della riduzione della domanda e dell'elevato costo della carica petrolifera; le vendite di prodotti petrolchimici sono diminuite di 691.000 tonnellate (-14,6% rispetto al 2010), per effetto della contrazione dei consumi; le produzioni sono diminuite del 13,5% (tranne che nel settore degli elastomeri, incrementatosi dell'1%).

Nel 2011 Eni, tramite le controllate Polimeri Europa e Novamont SpA, ha firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e prodotti biodegradabili (bio lubrificanti e bio additivi) che saranno ottenuti da materie prime rinnovabili di origine vegetale; è in programma la realizzazione di una centrale elettrica a biomasse e la realizzazione di interventi di bonifica e di risanamento ambientale con investimenti complessivi per 1,2 miliardi di euro circa.

4.2.5. Settore Ingegneria e Costruzioni

L'utile netto adjusted del settore è ammontato, nel 2011, a 1.098 milioni di euro (+10,5%, pari a più 104 milioni di euro rispetto al 2010), per effetto della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

Nell'esercizio sono stati acquisiti ordini per 12.505 milioni di euro, relativi, per il 91%, a lavori da realizzarsi all'estero.

Nel 2011, sono stati effettuati investimenti tecnici per 1.090 milioni di euro, che hanno riguardato, prevalentemente, interventi per il miglioramento della flotta navale; sono stati spesi circa 15 milioni di euro per la ricerca e depositate 28 domande di brevetto.

4.2.6. Fattori di rischio per la gestione e l'attività di impresa di Eni

La gestione e l'attività operativa di Eni sono soggette a vari fattori di rischio che la Società individua e costantemente monitora.

Nel far rinvio, al riguardo, agli elementi forniti nel precedente referto, si ritiene di formulare, di seguito, cenno solo ad alcuni di tali fattori, al fine di inquadrare, almeno, le principali linee della rischiosità connessa con l'ampiezza e la delicatezza dell'azione del Gruppo.

I principali rischi attivamente gestiti da Eni sono:

Rischio di mercato

E' connesso alla fluttuazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute con le quali la Società opera, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity.

In questa tipologia di rischio sono da ricomprendersi, tra gli altri, il rischio di credito, connesso con il possibile default di una controparte; il rischio di liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie adeguate a soddisfare gli impegni finanziari a breve termine; il rischio Paese; il rischio operation; la possibile evoluzione del mercato del gas; i rischi specifici connessi con l'attività di ricerca e di produzione di idrocarburi.

Per la gestione dei rischi finanziari sono state emanate e periodicamente aggiornate (anche nel 2011), apposite "Linee guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari".

Tra i detti rischi, un cenno specifico merita il:

Rischio Paese

Si tratta del rischio connesso con la circostanza che una parte considerevole (circa l'80% al 31 dicembre 2011) delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in Paesi diversi da quelli europei e dell'America settentrionale, dai quali proviene circa il 60% delle forniture di gas naturale.

L'azione della Società può perciò essere pregiudicata da mutamenti del quadro politico, da crisi economiche, da conflitti sociali.

Basti por mente, sul punto, ai recenti avvenimenti in Africa settentrionale (nella quale, al 31 dicembre 2011, era localizzato circa il 45% delle riserve Eni), dove Eni ha dovuto interrompere, temporaneamente, quasi tutte le produzioni in **Libia** e bloccare il gasdotto di importazione Green-Stream.

Al riguardo è da tener presente che, nel 2010, circa il 15% della produzione ed una quota significativa delle riserve Eni proveniva dalla Libia. Il conflitto esploso in tale Paese ha determinato la sospensione di ogni attività per circa otto mesi (tranne alcune produzioni necessarie per alimentare le centrali elettriche della Libia per finalità umanitarie). Nell'aprile 2011, Eni ha dichiarato alla controparte libica l'impossibilità di adempiere ai contratti petroliferi, a causa degli eventi di forza maggiore (revocata il 20 dicembre 2011).

Il blocco temporaneo delle attività in Libia ha avuto un impatto rilevante sui risultati operativi e finanziari del 2011 della Divisione E&P (e della divisione G&P), con

una perdita di circa 200.000 boe al giorno; risultato mitigato dallo sforzo operativo di Eni per riavviare con la collaborazione della compagnia di Stato libica Noc, in tempi brevissimi, le installazioni e le produzioni di gas.

Rischi delle operazioni

Le attività di Eni in Italia ed all'estero sono soggette al rispetto della normativa ambientale del territorio in cui opera ed a quella degli accordi e/o dei protocolli internazionali.

Gli oneri relativi costituiscono per Eni una voce di costo rilevante e l'eventuale violazione della detta normativa dà luogo a conseguenze civili e/o penali dei responsabili; responsabilità per i reati ambientali che, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, come modificato dal D.Lgs. 121/2011, può, ora, estendersi anche all'impresa.

Le strategie per la salute, la sicurezza e l'ambiente, vengono dalla Società realizzate in coerenza con le previsioni di una specifica Management System Guideline HSE. Nell'aprile del 2011 è stata dettata una nuova Msg che – volta a garantire che l'azione operativa sia fondata sul principio della precauzione, assicurando la massima efficacia nella prevenzione, nel controllo e nella gestione dei rischi in ambito HSE – individua in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi.

Sulla tematica dei danni all'ambiente si è già riferito in passato.

Basti, pertanto, qui rammentare, in particolare, che tali rischi sono coperti da polizze assicurative fino ad un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e di 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (raffinerie). A tali polizze si aggiungono quelle che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali.

Sono state anche attivate coperture assicurative mediante la partecipazione alla mutua "Oil Insurance Limited", volti a limitare gli effetti economici derivanti dai danni causati a terzi, alle proprietà industriali ed all'ambiente in caso di incidente sia offshore che onshore.

Nel precedente referto, con riguardo allo specifico problema degli sversamenti di petrolio, si è segnalato che in seguito all'incidente accaduto (nell'aprile del 2010) al pozzo di Macondo (operato da BP), nell'offshore del Golfo del Messico, il Governo Usa e quelli di altri Paesi hanno emanato regolamentazioni più rigorose relativamente alla ricerca ed all'estrazione di idrocarburi, con il conseguente allungamento dei tempi necessari all'ottenimento dei permessi necessari per le operazioni da avviare nel Golfo del Messico. Nel 2011, intervenuta la revoca della moratoria che il Governo statunitense aveva imposto nel 2010, sono state riprese le operazioni autorizzate e

sono state completate nei tempi previsti le attività pianificate per il 2011, senza impatti significativi sui costi e sulla produzione dell'anno.

In Italia, in seguito al detto sversamento, è stato adottato il D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128, che, modificando l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 15/2006, ha introdotto restrizioni all'attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi (pur mantenendo l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data della sua entrata in vigore).

4.3. Piano strategico 2012/2015

Sulla base anche dei risultati conseguiti e dell'attività operativa realizzata nel 2011, di cui si è cennato nel paragrafo precedente, il CdA, nella seduta del 15 marzo 2012, ha approvato il Piano strategico 2012/2015[57].

Si tratta di un Piano alquanto articolato, del quale possono evidenziarsi di seguito alcuni degli obiettivi e delle linee relativi ai vari settori di attività:

E&P

- crescita della produzione di idrocarburi ad un tasso medio annuo di oltre il 3,6%.

G&P

- consolidamento della leadership sul mercato europeo con graduale recupero dei margini.

R&M

- crescita del risultato operativo adjusted di 550 milioni di euro al 2015;
- manovra selettiva di investimenti per 2,8 miliardi di euro, di cui 0,9 nel 2012.

Petrolchimica

- crescita del risultato operativo adjusted di 440 milioni di euro al 2015;
- raggiungimento della posizione di leader europeo nel segmento Eva del Polietilene e sviluppo del business elastomeri;
- rilancio dei siti critici.

4.4. I risultati del primo trimestre 2012

I principali risultati consolidati del primo trimestre 2012 (esaminati dal CdA del 26 aprile 2012), possono riassumersi nei seguenti:

---

[57] La relativa proposta era stata esaminata nelle sedute del CdA del 14 dicembre 2011, del 19 gennaio e 14 febbraio 2012

Risultati economico-finanziari

- ✓ Utile operativo adjusted: euro 6,45 miliardi (+27%);
- ✓ Utile netto adjusted: euro 2,48 miliardi (+13%);
- ✓ Utile netto: euro 3,62 miliardi (+42%);
- ✓ Cash flow: euro 4,19 miliardi.

Risultati operativi

- ✓ E&P
  - produzione di idrocarburi: 1.674 milioni di boe/giorno (-0,6);
- ✓ G&P
  - vendite gas: 30,61 miliardi di metri cubi (-5,3%) per effetto della debolezza della domanda;
  - nuova importante scoperta in Monzambico (Mamba N.E.1.);
  - avvio produzione del giant in Siberia.

Utile operativo

L'incremento dell'utile operativo adjusted è da riferirsi al miglioramento della performance della Divisione E&P per effetto dell'aumento del prezzo del petrolio e della ripresa dell'attività in Libia. Si è incrementato anche quello della Divisione G&P (+57%) per effetto, principalmente, della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento del gas e della ripresa delle forniture libiche; aumenti, peraltro, parzialmente compensati dalla debolezza della domanda in Italia ed in Europa. Le maggiori perdite operative sono state registrate dalle Divisioni R&M e della Chimica, a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera e della debolezza della domanda.

Utile netto adjusted

L'incremento dell'utile netto adjusted è da riferirsi al miglioramento della performance operativa, parzialmente compensato dai maggiori oneri finanziari e dall'incremento, di circa 6 punti percentuali, del tax rate consolidato, per effetto delle più elevate aliquote fiscali applicate al Settore E&P, e di quello delle imposte conseguito alle previsioni della manovra finanziaria dell'agosto 2011, che ha previsto l'aumento di 4 punti percentuali l'Ires sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax) e l'applicazione della stessa tassa alle società di trasporto e di distribuzione del gas.

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti e di ridurre l'indebitamento finanziario netto.

Il leverage (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto), comprese le interessenze di terzi è risultato pari allo 0,43 (a fronte dello 0,46 al 31 dicembre 2011).

Il Roace (indice di rendimento del capitale investito), calcolato su base adjusted per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2012, è risultato del 10% (è stato dell'11,4% per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2011)

Risultati di gruppo

Nei primi tre mesi del 2012 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni (3.617 milioni di euro) è aumentato di 1.070 milioni di euro (+42% rispetto al primo trimestre 2011) per effetto dell'aumento del prezzo del petrolio, della ripresa dell'attività in Libia nonché dei benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento del gas alcune delle quali con effetto economico retroattivo all'inizio del 2011. Inoltre il risultato ha beneficiato del provento straordinario di 835 milioni di euro relativo alla Galp ed all'aumento di capitale di Petrogral controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec. Tale provento straordinario, non soggetto ad imposizione, ha consentito la riduzione di 1 punto percentuale del tax rate consolidate reported.

Sotto un profilo più generale, viene osservato che per il 2012 si intravedono segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, di volatilità dei mercati e di elevatezza dei prezzi del petrolio, per effetto dell'incremento della domanda proveniente dalla Cina e da altre economie emergenti (Eni nelle proprie proiezioni economico-finanziarie, valuta un prezzo medio annuo del marker brent di 113 euro a barile).

Le prospettive sono sfavorevoli nel settore del gas, essendo prevedibile il permanere della debolezza della domanda e dell'ampiezza dell'offerta.

4.5. Transazione ambientale

Nella precedente relazione si era riferito sulla proposta di transazione ambientale globale che Eni (ai sensi dell'art. 2 D.L. n. 208/2008) aveva presentato al Ministero dell'Ambiente, relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali la Syndial, la Polimeri Europa, Enipower ed altre società del Gruppo hanno

avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e di riparazione ambientale.

La proposta era volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

In particolare, Eni e le controllate si impegnavano a:

- eseguire investimenti a carattere ambientale pari a 600 milioni di euro, che avrebbero concorso alla maggiore efficienza e compatibilità energetica e ambientale dei propri impianti;
- realizzare progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- riconoscere al Ministero dell'Ambiente 450 milioni di euro, a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- devolvere a titolo gratuito alle amministrazioni competenti aree industriali da individuare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

A tal fine, nel bilancio 2010 era stato appostato uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro. Tale appostamento è stato confermato anche nel passivo dello stato patrimoniale del 2011.

Tenuto conto delle trattative instaurate dalle parti al fine di pervenire ad una composizione transattiva della controversia, la Corte di appello di Torino aveva più volte rinviato l'udienza per la discussione della richiesta della Syndial di sospendere la sentenza di primo grado del Tribunale di Torino, relativa al sito di Pieve Vergonte, con la quale la Società è stata condannata al pagamento di euro 1.833,5 milioni di euro a favore del Ministero dell'Ambiente.

Sentenza di cui i Ministri dell'Ambiente (sia del precedente che dell'attuale Governo), non hanno, sinora, chiesto l'esecuzione, in attesa della definizione della transazione.

Nel corso dell'udienza per la discussione della sospensiva, tenutasi presso la Corte di Appello il 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha fatto verbalizzare che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito, chiedendo la fissazione di un'udienza per la precisazione delle conclusioni. La difesa ha aderito alla richiesta. La Corte ha fissato l'udienza al 29 giugno per discutere l'eccezione della controparte sulla carenza dei poteri dell'AD di Syndial alla presentazione dell'appello. Nell'udienza del 29 giugno, la Corte di Appello di Torino si è riservata di decidere su tale eccezione (e, conseguentemente, di fissare l'udienza per la presentazione delle conclusioni).

Le trattative avviate dall'Eni sono proseguite nel 2011 e sono tutt'ora in corso anche con il nuovo Ministro dell'Ambiente, che ha confermato l'interesse alla stipula di una o più transazioni globali ed un'impostazione in linea con la disciplina, anche comunitaria, che privilegi gli interventi di ripristino (quali risarcimento in forma specifica) rispetto al risarcimento in danaro.

La parte pubblica ha richiesto all'Eni una precisazione degli impegni relativi ai tempi ed alle modalità degli interventi di riparazione ambientale e l'ulteriore approfondimento delle varie tematiche sottese all'accordo.

4.6. Relazioni istituzionali e Comunicazione

La Direzione Relazioni Istituzionali e Comunicazione di Eni opera con l'obiettivo di salvaguardare la reputazione aziendale e di costruire il valore di marca, attraverso le attività di comunicazione sui media e di relazione con istituzioni e territori, in Italia e all'estero.

Fino al 2008 la società operava con più marchi e nomi (Eni, Agip, Italgas più, ecc.) in base al mercato e agli stakeholder di riferimento. A fine 2008, dopo un lavoro di ricerca e verifica, Eni ha avviato il processo di ridefinizione della sua identità con l'obiettivo di avere un unico marchio e un unico nome, che ne riassumesse l'attività proiettata in Italia e nei vari Paesi del mondo.

L'unificazione ha reso possibile, nel 2011, l'avvio di una progressiva integrazione del mercati luce, gas, carburanti in Italia ed, in prospettiva, in Europa.

Anche in seguito a questo processo di unificazione e ad una comunicazione Eni più mirata, la reputazione dell'azienda presso l'opinione pubblica è cresciuta di 4 punti dal 2008 al 2011, e, presso la classe direttiva (imprenditori, dirigenti e liberi professionisti), di 7 punti nello stesso periodo. La notorietà spontanea nel mercato energia è salita in 5 anni di oltre 28, punti attestandosi nel 2011 a 42,6 punti.

Un ruolo centrale nella comunicazione Eni è stato affidato, dal 2007, al web, in coerenza con i valori aziendali. Dal restyling di eni.com alla nascita dei siti business, dai siti Paese alle versioni mobile, al mondo app, la strategia è stata premiata dai molteplici riconoscimenti internazionali ottenuti negli ultimi anni. Nel 2011 il settore comunicazione ha vinto il premio per la migliore performance; la sezione CSR (Corporate Social Responsibility), in particolare, è stata valutata come la migliore al mondo negli ultimi 2 anni.

La scelta di comunicare attraverso i giovani ed in modo trasparente e aperto è coerente con il principio di sostenibilità che guida le attività Eni. Nel 2011, infatti, Eni è presente, per il quinto anno consecutivo, nel più prestigioso indice internazionale di

sostenibilità, il Dow Jones Sustainability World, e nel Dow Jones Sustainability Europe.

Nel 2012, la presenza di Eni è stata confermata nel FTSE4Good Semi-Annual index. Eni è stata una delle 56 aziende al mondo selezionata a far parte di Global Compact LEAD, iniziativa lanciata dal Segretario Generale delle Nazioni Unite e dal Direttore di Global Compact e riservata alle imprese mondiali ritenute capaci di svolgere un ruolo di guida nello sviluppo sostenibile.

4.7. "Fondazione Eni Enrico Mattei" – Premio "Eni Award"

La Fondazione Eni Enrico Mattei è un'istituzione non profit, che svolge ricerca su temi legati allo sviluppo sostenibile.

Costituita nel 1989 da Eni e da nove delle sue Società, con patrimonio iniziale di 13 milioni di euro e con sede a Milano[58] e riconosciuta dal Presidente della Repubblica nel luglio del 1989, è diventata leader della ricerca in campo internazionale.

I principali programmi della FEEM riguardano lo sviluppo sostenibile, i rapporti tra impresa e ambiente, le privatizzazioni e la corporate governance. Le collaborazioni coinvolgono i più importanti centri di ricerca internazionali. La rete di collaborazioni supera i 70 centri di ricerca, il 90% dei quali all'estero.

I risultati dell'attività di ricerca sono divulgati attraverso pubblicazioni[59] e l'organizzazione di conferenze e seminari.

La fondazione si avvale di n. 167 unità di personale[60], compresi n. 9 dipendenti Eni distaccati[61].

Le risorse di cui la Fondazione ha potuto disporre nel 2011 sono ammontate a circa 7,7 milioni di euro (dei quali 4,6 milioni di euro circa erogati, da Eni, Saipem e Snam Rete Gas e 2,2 milioni di euro, dalla Commissione europea e da contributi di terzi).

Dal 2003, la Fondazione supporta Eni nell'organizzazione della segreteria scientifica del premio "**Eni Award**", istituito nel luglio 2007 per sviluppare idee innovative per un migliore utilizzo delle fonti energetiche, per promuovere la ricerca sull'ambiente e per valorizzare le nuove generazioni di ricercatori.

---

[58] Attualmente, oltre alla sede legale ed amministrativa di Milano, la FEEM ha una sede a Venezia ed una a Viggiano (Basilicata)

[59] Le principali pubblicazioni nel 2011 sono state: la rivista "Equilibri"; 100 working papers di ricerca delle "Note di lavoro"; n. 1 libro; newsletter digitali; ecc.

[60] Di cui, 105 ricercatori, 35 collaboratori e 27 dipendenti

[61] Il costo di tale personale distaccato è a carico della Fondazione

4.8. Modifica della denominazione di Polimeri Europa SpA in Versalis SpA

Con delibera del 21 marzo 2012, l'Assemblea dei Soci della Polimeri Europa SpA ha approvato la modifica della denominazione della Società in quella di "Versalis SpA".

Il nome Polimeri Europa era stato attribuito nel 1995 alla JV tra Enichem e Union Carbide, per evidenziarne le competenze ed il perimetro di azione.

Essendo cambiata la "missione" della Società, non più legata ai soli contesti italiano ed europeo, ed essendo la stessa ormai rivolta ad assumere una posizione di leadership anche in Asia, Medio Oriente ed America Latina, nel 2011 è stato avviato un progetto per l'individuazione di una denominazione che meglio rappresentasse i valori distintivi e gli obiettivi di sviluppo e di riposizionamento dell'Azienda.

Alla scelta della nuova denominazione si è pervenuti dopo numerose fasi di selezione che hanno portato all'individuazione di cento nomi (dai mille da cui si era partiti).

Si è, così, pervenuti alla denominazione Versalis, che è stata ritenuta, oltre che di facile pronuncia, più adeguata ai nuovi orizzonti dell'azione della Società.

4.9. Operazione Snam

Tenuto conto della rilevanza della stessa per la gestione e l'organizzazione di Eni, si forniscono di seguito brevi cenni sull'operazione Snam, in concreto avviata nel 2012, con riserva di riferirne più in dettaglio nel prossimo referto.

Con l'art. 19 del Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in attuazione della direttiva 2009/CE/73, è stato adottato il modello di separazione funzionale per la gestione dei business regolati di trasporto gas.

Il 5 dicembre 2011, la Snam SpA ha adottato una struttura societaria coerente con le indicazioni di detto decreto legislativo.

Il D.L. 24 gennaio 2012 n. 1 (recante "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività), convertito nella Legge del 24 marzo 2012, n. 27, all'art. 15, ha previsto che la separazione di Snam SpA[62] venga realizzata sulla base del modello di separazione proprietaria (anch'esso previsto dal citato D.Lgs.

[62] Snam SpA possiede il 100% del capitale di Snam Rete Gas SpA; Gnl Italia SpA; Stogit SpA ed Italgas SpA, che sono le quattro società operative che curano la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale: Il capitale di Snam SpA è costituito da 3.571.187.994 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro; le azioni detenute da Eni ammontano a 1.876.115.875 (pari al 52,53% del capitale sociale di Snam SpA ed al 55,4% delle azioni aventi diritto di voto, tenuto conto che le azioni proprie, in portafoglio, ammontano a 192.553.051); la quotazione di Snam SpA al 6 marzo 2012 era di euro 3,67 per azione (con una media, nell'ultimo semestre, di 3,44 euro per azione). L'indebitamento finanziario netto di Snam SpA ammonta a 11,2 miliardi di euro a fine 2011; livello che corrisponde a circa il 40% del debito Eni nel 2011. Ad operazione di dismissione interamente conclusa, l'indebitamento di Eni diminuirà dagli attuali 28 miliardi a circa 10,5 miliardi di euro, tenuto conto anche del deconsolidamento del debito di Snam SpA

n. 93/2011), rinviando ad un apposito D.P.C.M. l'indicazione dei criteri e delle modalità di tale operazione.

Tale D.P.C.M., adottato il 25 maggio 2012[63], ha previsto, riassuntivamente, che entro il 25 settembre 2013, Eni SpA proceda – in attuazione del disposto dei citato art. 19 del D.Lgs. 93/2011 – alla riduzione della propria partecipazione azionaria in Snam SpA (pari al 52% del capitale di questa), al fine di assicurare il mantenimento di un nucleo stabile nel capitale di Snam SpA e, nel contempo, la più ampia diffusione dell'azionariato tra i risparmiatori. E' stato, in particolare, disposto che Eni SpA ceda a Cassa Depositi e Prestiti, anche in più soluzioni, una quota non inferiore al 25,1% del capitale di Snam SpA e, successivamente, "la quota residua, mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie tra il pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali".

In attuazione di tali previsioni, CdP ed Eni hanno raggiunto un'intesa[64] per il trasferimento alla Cassa di una quota che rappresenti alla data del closing una percentuale pari al 30% meno una azione del capitale votante di Snam SpA (che al 15 giugno u.s. corrisponde al n. 1.013,6 milioni di azioni).

L'intesa prevede, in particolare, che il trasferimento delle azioni avvenga in un'unica soluzione a fronte del pagamento (in tre tranches: il 50% a partire dal 15 ottobre 2012; il 25% entro dicembre 2012 ed il 25% entro maggio 2013) di un corrispettivo convenuto in 3,47 euro per azione (per un ammontare complessivo di 3.517 milioni di euro, variabile in funzione del numero effettivo di azioni vendute), ferma restando la possibilità per l'acquirente di anticipare il pagamento delle tranches rispetto alle data sopra indicate; dalla data del closing alla data di effettivo pagamento sugli importi delle tranches successive alla prima, matureranno interessi a condizioni di mercato.

Tale corrispettivo è stato quantificato attraverso una negoziazione tra le parti con riferimento ai prezzi di mercato e la sua congruità è stata riconosciuta da advisor specializzati che si sono riferiti alla prassi valutativa internazionale.

Eni ha approvato l'operazione, previo il parere favorevole del Comitato di controllo interno[65], nella seduta del CdA del 31 maggio 2012.

Quanto agli effetti sul bilancio Eni, può evidenziarsi che, prima del passaggio di proprietà delle azioni ("Closing"), Snam SpA verrà mantenuta nell'area di consolidamento (ma con le modalità sintetiche previste dal IFRS 5 per i settori in

---

[63] Su proposta del Ministro per lo sviluppo economico, di concerto con quello dell'Economia e delle finanze e dopo aver acquisito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas

[64] Formalizzata in un contratto stipulato il 15 giugno 2012

[65] Espresso nella seduta del 29 maggio 2012

dismissione); dopo il "Closing" si procederà al deconsolidamento, rilevando nello stato patrimoniale la partecipazione residua rivalutata al valore di mercato e classificata tra le altre partecipazioni come disponibile per la vendita.

Nel prossimo referto saranno evidenziati gli effetti economico-patrimoniali dell'operazione[66] (che, tra l'altro, comportano l'aggiornamento del piano strategico 2012/2015), nonché i tempi e le modalità della vendita della partecipazione in Snam SpA, dopo la cessione a CdP della quota di controllo (che saranno calibrati al fine di massimizzare il valore della residua operazione e, nel contempo, di porre in essere procedure trasparenti e non discriminatorie).

Tenuto conto che la dismissione della partecipazione in Snam comporterà il rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria di Eni, che risulterà più simile alle maggiori compagnie petrolifere integrate, il CdA del 30 maggio 2012 ha deliberato un programma di acquisto di azioni proprie, considerandolo un efficace e flessibile strumento per accrescere nel tempo il valore per gli azionisti, in linea con la prassi internazionale del settore.

Ai sensi del comma 3 dell'art. 2357 del codice civile, il numero massimo di azioni acquistate, comprese le azioni ordinarie Eni detenute in portafoglio dalla Società e dalle Società controllate, non può eccedere il 20% del capitale sociale; è stato, pertanto, deciso l'acquisto di azioni proprie nei limiti di circa il 10% del capitale sociale, previo l'annullamento delle azioni proprie non vincolate in portafoglio al 31 marzo 2012.

L'operazione comporterà l'acquisto fino ad un numero massimo di 363 milioni di azioni per un controvalore complessivo fino a 6.000 milioni di euro e la correlativa imputazione di apposita riserva nel patrimonio netto per un importo corrispondente.

A tal fine si è tenuta, il 16 luglio 2012, l'Assemblea ordinaria di Eni per conferire delega al CdA di procedere all'acquisto delle azioni proprie (dopo l'approvazione del Piano Strategico 2013/2016, prevista per il primo trimestre 2013) in una o più volte e, comunque, entro il termine di 18 mesi dalla data della delibera.

Nel contempo, il CdA ha convocato per la stessa data l'Assemblea straordinaria, con la proposta di previamente annullare 371.173.546 azioni proprie detenute in portafoglio ed acquisite sulla base dei programmi di acquisto relativi al periodo 2000/2008, senza riduzione del capitale sociale, previa eliminazione del valore nominale delle azioni e conseguente modifica dell'art. 5.1. dello statuto sociale.

---

[66] La Cassa Depositi e Prestiti ha fatto conoscere che la copertura finanziaria dell'investimento sarà assicurata: dal corrispettivo della cessione sul mercato di circa il 3% di Eni (di cui detiene attualmente il 26,37%), con un introito atteso di 2 miliardi di euro e dai flussi di cassa derivanti dalla cessione di altri asset legati all'operazione e da dividendi

CAPITOLO V

5. Controversie e problematiche particolari

Si è girà riferito per il passato che Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati allo svolgimento delle sue attività; si è segnalato, altresì, che Eni ritiene che, tenuto conto dei fondi rischi esistenti, i vari procedimenti non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato e che non sono stati, generalmente, appostati specifici stanziamenti a fronte dei contenziosi, che si riassumono di seguito, in quanto la Società reputa improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti, o perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Si aggiorna, brevemente, di seguito la situazione dei procedimenti più significativi (in parte già evidenziata nel precedente referto), rinviando ai dettagliati elementi contenuti nella relazione al bilancio di esercizio 2011.

5.1. Ambiente

5.1.1 Contenzioso penale

Eni SpA

Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine sulla Raffineria di Gela per assunta violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli e per un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti.

E' pendente in appello il ricorso avverso la sentenza del 2010, del Tribunale di Gela, con la quale è stata dichiarata l'estinzione per prescrizione di tutti i reati contestati ad uno dei dipendenti; lo stesso è stato condannato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili. Il giudizio prosegue in grado di appello.

Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria

Nel 2010, è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria, a seguito della rottura dei teli posizionati a copertura dei rifiuti provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud.

Syndial SpA ha avviato le operazioni per la rimozione dei rifiuti, che sono state completate a fine settembre 2011. Sono in corso ulteriori indagini sulle aree esterne comprese nel provvedimento di sequestro della Procura della Repubblica di Castrovillari. Syndial ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale.

A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale.

Syndial Spa

Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA - Agricoltura SpA in liquidazione - EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) - sito di Crotone

Nel corso del 2010 la Procura della Repubblica di Crotone ha avviato un'indagine relativa alla discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. Nel 2011, sono stati emessi avvisi di garanzia nei confronti anche di alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991, ai quali sono stati contestati il concorso nella realizzazione di disastro ambientale e nell'avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione, nonché l'omessa attivazione di operazioni per la bonifica dell'area.

Le indagini sono ancora in corso.

Porto Torres

La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e ad amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore dello stabilimento Syndial di Porto Torres, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Il Giudice dell'Udienza Preliminare del Tribunale di Sassari ha rinviato a giudizio, innanzi alla Corte di Assise di Sassari, tutti gli imputati. Il giudizio prosegue nella fase dibattimentale.

5.1.2 Contenzioso civile e amministrativo
Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone

La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato Syndial, innanzi al Tribunale civile di Milano, perché la stessa venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotone. La domanda della Regione Calabria è rivolta ad ottenere il risarcimento del danno ambientale di 129 milioni di euro per i costi della bonifica e di circa 800 milioni di euro per altre voci di danno 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 ristoro dei costi di bonifica e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio.

Nel 2012, il Tribunale ha condannato Syndial alla corretta esecuzione del progetto di bonifica, obbligandola, altresì, al pagamento alla Presidenza del Consiglio ed al Ministero dell'Ambiente di una somma di 56,2 milioni di euro (con interessi dalla data della domanda); ha, invece, rigettato le richieste avanzate dalla Regione Calabria.

È stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi ambientali, che viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica.

Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore

Nel 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un danno ambientale asseritamente causato dalla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Il Giudice, dopo una serie di rinvii – connessi con la proposta di transazione globale avanzata da Eni - ha fissato l'udienza al 15 giugno 2012 (di cui si riferisce nel precedente paragrafo 4.5.).

Syndial ha presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato. 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 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, di cui si è più sopra cennato.

Azione per il ripristino dello stato dei luoghi e il risarcimento danni promossa dal Comune di Carrara per il sito di Avenza

Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA, con il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento di danni ambientali per circa 139 milioni di euro, di danni morali, per circa 80 milioni di euro, e di danni materiali e patrimoniali, per 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, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento.

Nel 2011, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di primo grado che aveva respinto tutte le domande proposte dal Comune di Carrara, dal Ministero dell'Ambiente e da Legambiente, in quanto infondate in fatto e in diritto, con compensazione tra le parti delle spese di giudizio. Sono pendenti i termini per l'eventuale proposizione del ricorso per Cassazione da parte delle amministrazioni.

Inquinamento Rada di Augusta

Con Conferenze dei Servizi del 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa ed 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.

Il TAR Catania, al quale si erano rivolte le citate società, con sentenza del 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, con istanza di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato. La domanda di sospensione è stata accolta dal CGA.

Il TAR, con ordinanza del 2011, ha disposto la riunione dei ricorsi relativi alle diverse Conferenze di Servizi impugnate dalle società presenti sul sito, da individuarsi a cura del Presidente del TAR. La sentenza non è stata ancora emessa.

5.2. Altri procedimenti giudiziari ed arbitrali

Eni SpA

Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe

Nel 2009 è stato notificato a Eni SpA 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, 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. La relativa sentenza non risulta sia stata ancora adottata. Eni SpA ha, comunque, effettuato un accantonamento al fondo rischi.

Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela

Nel 2012, è stato notificato alla Raffineria di Gela SpA, alla Syndial SpA e a Eni SpA Divisione R&M un ricorso da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento del Sito di Gela.

Non sono ancora disponibili gli atti depositati dai ricorrenti. Il medesimo tema era stato oggetto di precedenti istruttorie nell'ambito di differenti procedimenti, tutti conclusisi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o di sue controllate.

Saipem SpA - Cepav Uno e Cepav Due

Saipem partecipa ai consorzi Cepav Uno e Cepav Due, che, nel 1991, hanno stipulato con Tav SpA ("Tav" ora RFI SpA) due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna e Milano-Verona.

Cepav Uno: nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, nel 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 il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo.

Nel 2006 è stata notificata a Tav domanda di arbitrato. Nel 2010, è stata depositata la Consulenza Tecnica d'Ufficio; il termine per il deposito del lodo è stato prorogato al 2013.

Cepav Due: nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio Cepav Due ha notificato a Tav domanda di arbitrato, tesa a ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a Tav nell'esecuzione delle attività di sua competenza. Il relativo lodo, emesso nel 2007, ha condannato Tav a corrispondere al consorzio Cepav Due la somma di euro 44.176.787, oltre al pagamento di ulteriori euro 1.115.000. Tav ha proposto ricorso avanti la Corte di Appello di Roma; l'udienza di precisazione delle conclusioni, prevista per il 2011, è stata rinviata, essendo in corso trattative per la conciliazione della causa.

Nel 2011, RFI ha inviato al Consorzio Cepav Due una proposta di transazione a chiusura di tutti i contenziosi. L'accordo si è perfezionato nell'agosto 2011 con il saldo da parte di RFI di quanto dovuto. L'arbitrato è stato dichiarato estinto con ordinanza del Collegio Arbitrale del 16 novembre 2011 e, all'udienza del 2012, sono state depositate le rinunce agli atti del giudizio avanti la Corte d'Appello di Roma.

Fos Cavaou

In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi.

Nel 2011, le parti hanno sottoscritto un protocollo di mediazione ai sensi del regolamento di Conciliazione ed Arbitrato della CCI di Parigi; essendosi chiusa senza successo la procedura di mediazione, nel 2012, la Corte Internazionale d'Arbitrato della CCI ha notificato l'inizio di una procedura arbitrale.

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

5.3.1 Antitrust

Eni SpA

Abuso di posizione dominante di Snam contestato dall'AGCM

Nel 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, avendo contestato a Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale, ha irrogato la sanzione

di 2 milioni di euro e chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam ha impugnato il provvedimento avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, con richiesta di sospensiva; richiesta accolta dal Tribunale Amministrativo Regionale e non impugnata dall'Autorità. Il giudizio di merito è tuttora pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale.

Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale

Nel 2011 Eni ha dismesso le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas sulle tratte Nord Europa e Russia, onorando gli impegni concordati con la Commissione Europea per la chiusura del procedimento antitrust aperto, nei confronti di Eni, per presunto, ingiustificato rifiuto di accesso a tali infrastrutture di trasporto interconnesse al sistema italiano. L'attuazione degli impegni, ha consentito a Eni di chiudere il contenzioso senza l'accertamento di alcun illecito, e, quindi, senza alcuna sanzione.

Istruttoria antitrust per il trasporto del gas

Nel marzo 2012, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria per accertare un presunto abuso di posizione dominante di Eni per la mancata offerta al mercato di capacità di trasporto secondaria di gas sui gasdotti Transitgas e TAG. L'istruttoria dovrà concludersi entro il 15 marzo 2013.

Istruttoria antitrust per pratiche commerciali scorrette nel settore retail Gas & Power

Nel febbraio 2012 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha comunicato a Eni l'avvio di un procedimento istruttorio per presunta violazione – nel periodo ottobre 2008/gennaio 2012 – della normativa in materia di pratiche commerciali scorrette nei confronti di circa 80 consumatori, in merito all'attivazione di contratti di fornitura di gas ed energia elettrica. Il provvedimento prevede che l'istruttoria debba concludersi entro 150 giorni.

Contenzioso antitrust nel settore degli elastomeri

Eni SpA, Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

Nel 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato indagini per possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri, da cui sono scaturiti vari procedimenti. Il procedimento di maggior rilievo concerne gli elastomeri

denominati BR e ESBR, in relazione ai quali la Commissione Europea ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda ad Eni ed a Polimeri Europa in solido. Nel 2007 le Società hanno ricorso avanti al Tribunale di Prima Istanza Ue. Con sentenza del luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'importo dell'ammenda. Sia le società destinatarie della sentenza che la Commissione Europea hanno presentato appello alla Corte di Giustizia UE. In attesa dell'esito dei ricorsi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

5.4. Procedimenti penali

Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani

Nel 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato.

Nel 2010, è stato notificato ad Eni SpA, e ad otto dipendenti della Società, un atto di chiusura indagini che contestava l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti.

Il 5 dicembre 2011, il Tribunale di Trani ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con la formula "il fatto non sussiste".

EniPower SpA

Nel giugno 2004, la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, e sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower, dalle quali è emerso il pagamento illecito di denaro da aziende fornitrici di EniPower a un dirigente di questa che è stato licenziato. Ad EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Nell'agosto 2007, il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e di queste stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare, che si è conclusa il 27 aprile 2009. Con il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento. Nel corso dell'udienza del 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 e sono stati citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Nel dicembre 2011, il Tribunale di Milano ha dichiarato sette società responsabili degli illeciti amministrativi, ai sensi del D.Lgs. 231/2001 ed ha escluso le dette costituzioni di parte civile.

Trading

La Procura della Repubblica di Roma, nel 2005, nell'ambito di un procedimento relativo a due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di contratti con società operanti nel trading internazionale di prodotti petroliferi, ha notificato ad Eni due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; e, nel 2010, ad Eni, in qualità di persona offesa, il decreto di citazione diretta a giudizio nei confronti dei suoi due ex dirigenti; l'udienza per il merito è stata fissata al 19 ottobre 2012.

Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi

La US Securities and Exchange Commission (SEC), il US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra le quali la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito di ripetuti contatti con le Autorità statunitensi, è stata definita una transazione per chiudere il procedimento. Nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un deferred prosecution agreement con il DOJ, sulla base del quale il Dipartimento ha depositato un atto che prelude all'avvio di un'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV per la violazione di alcune norme del FCPA. È stata concordata una sanzione pecuniaria penale di 240 milioni di dollari che trova copertura nel fondo rischi stanziato nel bilancio 2009. Eni e Saipem hanno garantito l'effettivo adempimento degli obblighi sottoscritti da Snamprogetti Netherlands BV nei confronti del DOJ. Se gli obblighi stabiliti nell'accordo transattivo saranno correttamente adempiuti, il Dipartimento di Giustizia, decorso un periodo di 2 anni (che può essere esteso a 3 anni), rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV.

Per quanto riguarda la transazione con la US SEC, anche questa definita nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV ed Eni (in qualità di controllante e società quotata al NYSE) hanno acconsentito, senza ammissione di responsabilità, al deposito

di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Security Exchange Act del 1934, e hanno pagato alla SEC 125 milioni di dollari in relazione al profitto percepito. Anche questo ammontare trova copertura nel fondo rischi stanziato ed è stato pagato da Eni in relazione agli obblighi contrattuali di indennizzo nei confronti di Saipem.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato l'avvio, sin dal 2004, di indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano, che si sono estese sino al 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 231/2001.

Nel 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Eni e a Saipem SpA la fissazione di un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex D.Lgs. n. 231 del 2001 nei confronti delle due Società, in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti ad ex dirigenti di Snamprogetti. All'esito dell'udienza, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. In seguito ad impugnazione proposta dalla citata Procura, la Corte di Cassazione ha deciso che la richiesta di misura cautelare fosse (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale, rimettendone la decisione di merito al Tribunale del Riesame di Milano. Nel 2011, la Procura della Repubblica di Milano ha rinunciato all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare; il Tribunale del Riesame, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano, concludendo così il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare.

Nel 2010, è stato notificato, a Saipem SpA, l'avviso di conclusione delle indagini relative al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto, che non riguarda Eni, si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti (oggi Saipem) e di Saipem SpA. Nello stesso anno, è stato notificato, a Saipem, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare, con allegata richiesta di rinvio a giudizio. Nel 2011 il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti.

Nell'udienza del 2012, la Procura, pur rilevando l'avvenuto decorso del termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha tuttavia sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla prescrizione, ritenendola in contrasto con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale.

Nell'udienza del 5 aprile 2012, il Tribunale ha dichiarato non fondata l'eccezione di costituzionalità, in quanto irrilevante nel procedimento de quo; conseguentemente è stata emessa sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione; nel contempo, è stata stralciata la posizione di Saipem, relativamente alla quale il processo continuerà nell'udienza del 12 giugno 2012.

Misurazione del gas

Nel maggio 2007 è stato notificato, ad Eni, a cinque top manager del Gruppo, ad altra società ed a dirigenti di queste, un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano, nel quale sono ipotizzate violazioni di legge, a partire dal 2003, nell'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas e nel pagamento delle relative accise alla fatturazione. Nel novembre 2009, è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari, nel quale risultano sottoposti a indagine dodici dipendenti, o ex dipendenti di Eni e di altre società del Gruppo per violazioni nell'accertamento e/o nel pagamento dell'accisa sul gas naturale e violazioni, od omissioni della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, e per l'asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità. Nel febbraio 2011, è stato notificato avviso di fissazione dell'udienza preliminare. Nell'ambito di tale procedimento, il Pubblico Ministero, a seguito della modifica della disciplina normativa, ha chiesto l'archiviazione per due dipendenti SRG per il reato di cui all'art. 472 c.p. (uso di strumenti di misurazione alterati nell'attività commerciale) relativamente alla stazione di misura di Mazara del Vallo.

Nella successiva udienza del 5 ottobre 2011, la Procura della Repubblica ha richiesto di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di uno dei dirigenti della Divisione G&P in relazione al reato di cui all'art. 2638, comma 1 c.c. (ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) con riferimento agli anni 2006, 2007, 2008; di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di un'ulteriore posizione relativa a GreenStream BV in relazione all'art. 40, comma 1 lett. b, del D.Lgs. n. 504/1995 (sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali) ed all'art. 2638, comma 1 c.c. (ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza); di non doversi procedere per un dipendente di Snam Rete Gas con riferimento all'art. 2638, comma 2 c.c. (ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) limitatamente alla violazione dell'omessa comunicazione dell'AEEG.

Il 4 novembre 2011 la causa è stata rinviata all'udienza del 24 gennaio 2012, ad esito della quale è stata pronunciata sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati e disposto il dissequestro degli strumenti di misura già sottoposti a sequestro.

Il 7 marzo 2012 è stato notificato il ricorso per Cassazione del Pubblico Ministero di Milano relativo, esclusivamente, ad alcune posizioni.

Nell'udienza del 28 giugno 2012, il Gup di Milano ha pronunciato sentenza di proscioglimento per tutti gli imputati con la formula "il fatto non sussiste".

Agip KCO NV

Nel novembre 2007, il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato, alla società Agip KCO NV, l'avvio di un'indagine per un'ipotesi di frode in merito all'assegnazione, avvenuta nel 2005, di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH. Con comunicazione del 4 marzo 2011, l'ufficio della Finance Police kazaka ha comunicato di aver chiuso il caso.

Kazakhstan

Nel 2009, è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano, con riferimento a "ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati", una richiesta di consegna di rapporti di audit e di ogni altra documentazione concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a all'impianto di Karachaganak ed al progetto Kashagan. Eni ha proceduto al deposito della documentazione. Nel novembre 2010, la Guardia di Finanza di Milano ha richiesto di sentire manager Eni in merito all'evoluzione intervenuta nella gestione dei contratti di appalto assegnati da Agip KCO ai consorzi NCC e OIC.

Successivamente, la Polizia Tributaria di Milano ha convocato due manager per essere sentirli in merito all'indagine avviata dalla Procura di Milano.

Algeria

Nel 2011, la Procura della Repubblica di Milano, riferendosi ad "ipotesi di reato di corruzione internazionale", ha richiesto documentazione relativa ad attività di società del Gruppo Saipem in Algeria. Tale richiesta è stata trasmessa per competenza a Saipem SpA. Eni, comunque, ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE non esplicitamente menzionato nella richiesta della Procura, ma sul quale risulta siano in corso indagini in Algeria. Saipem non ha ricevuto alcuna ulteriore richiesta in merito.

Libia

Nel 2011, Eni ha ricevuto, da parte della US SEC, una richiesta giudiziale formale di produzione documentale relativa alle attività Eni in Libia dal 2008 ad oggi. La richiesta si riferisce a un'indagine non precisata che concerne "certain illicit payments to Libyan officials" in possibile violazione del Foreign Corruption Practice Act. A fine dicembre 2011, è stata ricevuta una richiesta informale d'integrazione della documentazione prodotta.

Iraq

Nel 2011, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze in relazione "all'illecita influenza nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni." Vengono contestati i reati di associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait.

Nonostante le società del gruppo appaiano parti lese, è stata notificata a Eni SpA e a Saipem SpA informativa di garanzia ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001. Eni ha avviato una verifica, incaricando una società di consulenza esterna, che ha prodotto una prima relazione audit interinale che sarà integrato da ulteriori elementi, attualmente in corso acquisizione.

Anche Saipem ha avviato, tramite la funzione Internal Audit, ed incaricando una società di consulenza esterna, una verifica sul progetto oggetto dell'indagine, dalla quale non sono emersi comportamenti penalmente rilevanti del dipendente della Saipem SpA coinvolto, il quale, nel frattempo sospeso, è stato riammesso in servizio e destinato ad altro incarico.

Il Pubblico Ministero ha disposto il dissequestro della documentazione in possesso del dipendente relativamente alla stessa vicenda. In data 19 gennaio 2012, è stata notificata a Saipem SpA la richiesta del Pubblico Ministero di proroga del termine di durata delle indagini preliminari.

5.5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico

Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (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 prospicienti il territorio comunale. La Commissione Tributaria, adita dall'Eni, ha accolto il ricorso della Società e la Commissione Tributaria Regionale ha, nel 2003, confermato la sentenza di primo grado. La Corte di Cassazione, nel 2005, ha, invece, riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali ed ha rinviato per la decisione sugli altri motivi ad altra Sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo, la quale, dopo aver nominato un collegio di consulenti, ha accolto la conclusione dei Ctu sulla non accatastabilità delle piattaforme e, conseguentemente, sulla carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Nel gennaio 2011 il Comune ha notificato alla società il ricorso per Cassazione contro tale sentenza.

Estero

Sono pendenti i seguenti contenziosi fiscali:

Contenzioso Karachaganak

Nel 2011 il consorzio di compagnie internazionali che opera il giacimento Karachaganak (Eni co-operatore con il 32,5%) e la Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un settlement agreement vincolante per la chiusura del contenzioso contrattuale e vari contenziosi in materia fiscale. L'accordo dovrebbe essere concluso entro giugno 2012.

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, 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. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

5.6. Contenziosi chiusi

Nel corso dell'esercizio 2011 si sono chiusi, senza conseguenze per Eni, i seguenti contenziosi segnalati nella relazione finanziaria annuale 2010:

Eni SpA

- *Subsidenza;*
- *Presunto danneggiamento - Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela;*
- *Incendio colposo nella Raffineria di Gela.*

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

- *Serfactoring SpA: cessione crediti.*

  In relazione a tale procedimento, Serfactoring, Syndial e Agrifactoring hanno raggiunto un accordo transattivo, perfezionato in data 29 luglio 2011, sulla base del quale Serfactoring ha corrisposto ad Agrifactoring la somma complessiva di 65 milioni di euro. Tale importo trova piena copertura nel fondo rischi già accantonato da Eni.

Eni SpA e Eni Adfin SpA

- *Contestazione relativamente alle dichiarazioni dei redditi presentate da Padana Assicurazioni.*

  Nel corso del 2011 è stato definito il contenzioso con l'Agenzia delle Entrate relativo alle dichiarazioni dei redditi della società Padana Assicurazioni SpA relative ai periodi d'imposta 2005, 2006 e 2007, mediante il pagamento di complessivi 46,7 milioni di euro (al quale si è provveduto con il relativo fondo rischi stanziato nel 2010).

CAPITOLO VI

6. I risultati della gestione

6.1. I risultati dell'esercizio 2011

Il 2011 è stato un anno positivo per Eni, in considerazione dei risultati operativi e finanziari conseguiti degli obiettivi raggiunti.

L'utile netto, nel 2011, è ammontato a 6,86 miliardi di euro; l'utile netto adjusted[67] a 6,97 miliardi di euro, con un aumento dell'1,5% rispetto al 2010, grazie ai risultati conseguiti nel settore Exploration & Production[68], in seguito alla ripresa del prezzo del petrolio, che ha assorbito sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia la contrazione dei risultati dei business gas, raffinazione e petrolchimica.
Anche il settore Ingegneria & Costruzioni[69] ha migliorato la propria performance (dell'8,8% rispetto al 2010).

Il settore Refining & Marketing ha registrato, invece, un sensibile aumento delle perdite operative (a –535 milioni di euro), per la riduzione dei margini di raffinazione e la contrazione della domanda dei carburanti; in diminuzione è risultata la performance di Gas & Power[70], dovuta, prevalentemente, alla forte concorrenza registrata nel mercato del gas ed al calo della domanda.

La Saipem ha chiuso l'esercizio con profitti operativi di 1,44 miliardi di euro ed un notevole livello di commesse acquisite, che ha fatto sì che il portafoglio ordini abbia superato i 20 miliardi di euro.

La remunerazione del capitale investito ("Roace") è stata del 9,9% (rispetto al 10,7% del 2010).

Il cash flow[71] di 14,38 miliardi di euro (rispetto ai 14,69 miliardi di euro del 2010), unitamente agli introiti da disinvestimenti di asset non strategici, per 1,9 miliardi di euro, ha coperto parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti a sostegno dello sviluppo e dell'esplorazione (per 13,8 miliardi di euro) ed il pagamento

---

[67] 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. L'utile netto adjusted si ottiene escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto, l'utile o la perdita di magazzino e gli oneri o proventi finanziari rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa, nonché gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari non di copertura e le differenze di cambio

[68] L'utile netto adjusted del comparto E&P è stato di 6,8 miliardi di euro, con un aumento del 23% rispetto al 2010

[69] Il settore ha realizzato 1 miliardo di euro di utile netto adjusted, con un incremento del 10% rispetto al 2010

[70] L'utile operativo adjusted del settore G&P è diminuito del 38%

[71] Flusso di cassa netto da attività operativa

del dividendo agli azionisti. In effetti, i risultati conseguiti hanno consentito la distribuzione di 1,04 euro per azione (1,00 euro per azione nel 2010), di cui 0,52 distribuiti nel settembre 2011 a titolo di acconto.

A fine esercizio, il "leverage"[72] è stato pari a 0,46 (rispetto allo 0,47 del dicembre 2010).

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2011:

- la produzione di idrocarburi è ammontata a 1,58 milioni di boe/giorno, penalizzata dal blocco temporaneo delle attività in Libia;
- le riserve certe di idrocarburi, al 31 dicembre 2011, erano di 7,09 miliardi di barili, con una vita utile residua di 12,3 anni;
- le vendite di gas naturale (Divisione Gas & Power) sono ammontate a 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con i volumi del 2010.

6.2. La pianificazione e gli investimenti

Come per gli altri anni, anche nel 2011 è stato elaborato un piano pluriennale "a scorrimento" relativo al quadriennio 2011/2014[73], che nel primo esercizio ha le funzioni di budget.

Si tratta di un documento che, delineato uno scenario energetico internazionale relativo al quadriennio di interesse, indica, tra l'altro, per ogni settore di azione della Società, il contesto competitivo, le strategie, gli obiettivi, gli investimenti, ecc..

Il Piano strategico 2011/2014 prevede un programma di crescita organica nell'*upstream*, con un tasso annuo medio superiore al 3% ed un rimpiazzo delle riserve a lungo termine di circa il 120%.

In un quadro di progressivo rafforzamento dell'attività economica globale, permangono, comunque, fenomeni di incertezza e di volatilità per effetto della crisi libica ancora non conclusa e sviluppi geo-politici in altre parti del mondo.

Nel rinviare alle previsioni contenute nello stesso, le linee strategiche del piano 2011/2014, per i singoli settori, possono, riassuntivamente, indicarsi nelle seguenti:

- ✓ *Exsploration & Production*: crescita della produzione di idrocarburi con un tasso di incremento medio annuo di oltre il 3% nel periodo 2011-2014, superiore rispetto al target precedentemente annunciato.
  Obiettivo raggiungibile solo se la sospensione di alcune produzioni libiche sarà temporanea. Nel quadriennio non è previsto l'avvio di progetti rilevanti.

[72] Rapporto tra indebitamento e mezzi propri
[73] Approvato nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 10 marzo 2011

Nel 2014 la produzione di idrocarburi è previsto raggiunga un livello superiore ai 2,050 milioni di barili di petrolio equivalente al giorno;

- ✓ *Gas & Power*: lo scenario del mercato del gas nel quadriennio sarà caratterizzato da una ripresa dei consumi europei e dall'incremento della domanda nei Paesi in via di sviluppo, che contribuirà ad assorbire la sovrabbondante disponibilità di gas in Europa.

  Per il quadriennio 2011- 2014 Eni si propone di incrementare le vendite di gas in Italia e nei mercati target europei a un tasso medio annuo del 5%.

  L'EBITDA proforma *adjusted*, al 2014, raggiungerà 4,2 miliardi di euro, in linea con il risultato del 2009 se si considera l'impatto della vendita programmata di alcuni gasdotti internazionali. Tale risultato sarà conseguito anche grazie alla realizzazione di una piattaforma integrata per il trading del gas.

- ✓ *Refining & Marketing*

  Nel settore R&M Eni ripropone di ridurre i costi fissi e variabili di 200 milioni di euro nel 2014 e di incrementare la flessibilità degli impianti e le rese in distillati medi, valorizzando le tecnologie proprietarie; nel marketing Eni migliorerà i risultati grazie al re-branding del network di distribuzione, alla crescita in alcuni mercati chiave europei e all'espansione delle attività non-oil.

  La somma di queste azioni è previsto consenta un significativo recupero della redditività, con l'obiettivo di raggiungere un EBIT del settore R&M di 200 milioni di euro, al 2014, a scenario costante rispetto al 2010.

Nel prossimo quadriennio Eni intende investire € 53,3 miliardi di euro, di cui circa 39 miliardi di euro (oltre il 70%) dedicati alla ricerca, allo sviluppo ed alla produzione delle riserve di petrolio e gas e di ridurre il rapporto di indebitamento al di sotto del livello di 0,40 (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto totale) a fine piano.

Nel precedente paragrafo n. 4.3. si è già segnalato che il CdA di Eni, nella seduta del 15 marzo 2012, ha approvato un nuovo piano pluriennale strategico 2012/2015; nel precedente paragrafo 4.4. sono stati riassuntivamente evidenziati i risultati del primo trimestre della gestione 2012.

CAPITOLO VII

7. Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. del 2011

7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio

Il bilancio di esercizio del 2011 (come quello consolidato) - elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea – è stato approvato dall'Assemblea ordinaria dell'8 maggio 2012.

L'elaborato è corredato dalla Relazione del Collegio sindacale all'Assemblea degli azionisti[74]; dall'attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.[75]; dalla relazione della Società di revisione[76] e dalla deliberazione di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

---

[74] 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 4 aprile 2012, il Collegio sindacale ha, conclusivamente, dichiarato: "*sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2011 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione*"

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

[76] Ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. n. 39/2010. Secondo la Società di Revisione "*il bilancio di esercizio dell'Eni S.p.A., al 31 dicembre 2011, 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 2011*"

7.2. Lo stato patrimoniale

7.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

La seguente tabella, ricompresa nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2011:

	31.12.2010	31.12.2011
(euro)	**Totale**	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	426.930.129	353.930.969
Crediti commerciali ed altri crediti:	15.001.322.409	19.862.341.086
- crediti finanziari	*6.085.368.393*	*8.427.448.329*
- crediti commerciali ed altri crediti	*8.915.954.016*	*11.434.892.757*
Rimanenze	1.905.576.428	2.323.765.465
Attività per imposte sul reddito correnti	243.733.083	316.089.970
Attività per altre imposte correnti	223.966.111	412.872.930
Altre attività	705.505.170	1.395.541.238
	18.507.033.330	**24.664.541.658**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	6.161.208.282	6.401.887.766
Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo	1.957.324.219	2.440.767.108
Attività immateriali	993.535.922	1.037.352.687
Partecipazioni	31.923.635.590	31.771.877.604
Altre attività finanziarie	10.795.340.185	10.411.495.041
Attività per imposte anticipate	2.045.802.724	2.315.712.744
Altre attività	1.994.470.457	2.977.301.637
	55.871.317.379	**57.356.394.587**
Attività destinate alla vendita	5.587.080	410.236
TOTALE ATTIVITA'	**74.383.937.789**	**82.021.346.481**

Nel far rinvio ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste dello stato patrimoniale, evidenziate nella tabella.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti, (354 milioni di euro) sono costituite, principalmente, da saldi attivi di conto corrente relativi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni e da depositi in moneta estera, consistenti in liquidità in divisa detenuta per le esigenze correnti del Gruppo[77].

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti[78] di complessivi 19.862 milioni di euro:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Crediti commerciali	8.249	10.924
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	1.494	1.814
- non strumentali all'attività operativa	4.591	6.613
	6.085	**8.427**
Altri crediti		
- attività di disinvestimento	190	22
- altri	477	489
	667	**511**
	15.001	**19.862**

I crediti commerciali 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. Nel 2011, sono aumentati di 2.675 milioni di euro rispetto al 2010, per effetto dell'aumento dei prezzi e dell'incremento dei rapporti che la Divisione Gas & Power ha intrattenuto con la Distrigas NV.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa, aumentati, nel 2011, di 320 milioni di euro rispetto al 2010, concernono la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate[79].

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, aumentati, nel 2011, di

[77] La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 0,573%

[78] I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 578 milioni di euro (485 milioni di euro al 31.12.2010)

[79] In particolare, verso Snam Rete Gas SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Italgas SpA

2.022 milioni di euro, concernono, prevalentemente, crediti verso società controllate[80]. L'aumento è legato ai rapporti intrattenuti, principalmente, con Snam Rete Gas SpA, Polimeri Europa SpA ed Eni Trading & Shipping SpA.

Rimanenze

Le rimanenze (al netto del fondo svalutazione di 2 milioni di euro) hanno riguardato, prevalentemente, prodotti finiti e merci, prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi, gas naturale[81], greggio e nafte in deposito presso le raffinerie.

Attività per imposte sul reddito correnti

L'incremento di 72 milioni di euro (316 milioni di euro nel 2011 a fronte dei 244 milioni di euro nel 2010) è riferito, essenzialmente, al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio.

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, i crediti per Iva (186 milioni di euro) aumentati di 150 milioni di euro per l'incremento di quelli di gruppo, nonché quelli per imposte di consumo (per 105 milioni di euro) ed accise (per 104 milioni di euro).

Altre attività

A detta voce sono riconducibili: il *fair value* su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading[82] (milioni di euro 1.120); il *fair value* su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (milioni di euro 153)[83]; ed altre attività per 123 milioni di euro[84].

ATTIVITÀ NON CORRENTI

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

---

[80] In particolare, verso Snam Rete Gas SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Raffineria di Gela Srl, Eni Trading & Shipping SpA, Italgas SpA, Polimeri Europa SpA, Serfactoring SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Saipem Energy Services SpA, Saipem SpA

[81] Depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA

[82] Riguarda, essenzialmente, strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci

[83] Riguarda operazioni di copertura del rischio commodity

[84] Concernono, prevalentemente, oneri pluriennali e certificati verdi, acquistati in ottemperanza alle indicazioni del D.Lgs. 79/99 recante obblighi relativi alla produzione ed alla importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili

Immobili, impianti e macchinari

Nelle tabelle che seguono vengono riportate le componenti di tale voce (dell'importo complessivo di 6.402 milioni di euro) raffrontandole con quelle dell'esercizio 2010:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Terreni	157					(6)		**151**	1517	
Fabbricati	188		3	(12)	(1)	(3)	9	**184**	661	477
Impianti e macchinari	3.540	1		(636)	(7)	(1)	970	**3.867**	15.879	12.012
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(15)		(1)	1	**26**	269	243
Altri beni	93		9	(26)			4	**80**	499	419
Immobilizzazioni in corso ed acconti	1.920		1.038		(65)		(1.040)	**1.853**	2.012	159
	5.930	**1**	**1.059**	**(689)**	**(73)**	**(11)**	**(56)**	**6.161**	**19.471**	**13.310**

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011										
Terreni	151					(1)	3	**153**	153	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	**164**	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	**3.647**	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	**26**	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	**67**	521	454
Immobilizzazioni in corso ed acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	**2.345**	2.485	140
	6.161	**23**	**1.304**	**(661)**	**(476)**	**(2)**	**53**	**6.402**	**20.767**	**14.365**

Nell'ambito delle voci riportate nelle suesposte tabelle: i terreni (153 milioni di euro) riguardano, principalmente, le aree sulle quali sono allocati i distributori di carburante; i fabbricati (164 milioni di euro) sono, per la maggior parte, quelli industriali impiegati nella raffinazione; le immobilizzazioni in corso ed acconti (2.345 milioni di euro), concernono, prevalentemente, gli investimenti per lo sviluppo nella Val d'Agri e nel campo Aquila; gli investimenti, di 1.304 milioni di euro, sono relativi, soprattutto, alle Divisioni Exploration & Production (per 541 milioni di euro) e Refining & Marketing (per 745 milioni di euro) e concernono, per la gran parte, lo sviluppo di nuovi progetti.

Le svalutazioni 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

L'importo della relativa posta, di 2.441 milioni di euro (1.957 milioni di euro al 31.12.2010), ricomprende 4,1 milioni di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi[85].

Attività immateriali

Le attività immateriali (1.037 milioni di euro) vengono esposte, confrontandole con quelle dell'esercizio 2010, nel prospetto che segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	0		55	(55)					138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	54		23	(39)			23	**61**	678	617
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	132		24	(39)	(24)		3	**96**	479	383
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	30		59				(25)	**64**	65	1
- Altre attività immateriali	59			(4)			(1)	**54**	151	97
	275		**161**	**(137)**	**(24)**			**275**	**1.511**	**1.236**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Goodwill	713	6						**719**	796	77
	988	**6**	**161**	**(137)**	**(24)**			**994**	**2.307**	**1.313**

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria			60	(60)					138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)		32	**73**	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4		2	**63**	462	399
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	64		93				(44)	**113**	113	
- Altre attività immateriali	54			(5)			20	**69**	171	102
	275		**173**	**(142)**	**2**		**10**	**318**	**1.616**	**1.298**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Goodwill	719							**719**	796	77
	994		**173**	**(142)**	**2**		**10**	**1.037**	**2.412**	**1.375**

[85] In relazione alle indicazioni del D.P.R n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive

I "costi per attività mineraria" (60 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio, hanno riguardato, principalmente, la ricerca nel settore degli idrocarburi.

I "diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno", (73 milioni di euro), 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" (63 milioni di euro) sono state relative, prevalentemente, ai diritti minerari della concessione Val d'Agri e di altri campi.

Le "immobilizzazioni in corso e acconti" (113 milioni di euro), hanno riguardato, principalmente, i costi relativi al software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le "altre attività immateriali" (69 milioni di euro), sono state relative, prevalentemente, alle somme versate alla Regione Basilicata ed alla Regione Emilia Romagna-Provincia/Comune di Ravenna[86], nell'ambito del programma relativo alle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico.

Il "goodwill" (719 milioni di euro), ha riguardato, per la gran parte, il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione di ItalgasPiù, Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.

Partecipazioni

Ammontate, al 31 dicembre 2011, a 31.772 milioni di euro, vengono esposte di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2010:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2010										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	27.916	(11)	2.953	19		(1.141)	730	30.466	43.156	12.690
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451							1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	29.374	**(11)**	**2.953**	**19**		**(1.141)**	**730**	**31.924**	**44.653**	**12.729**

[86] Al netto dell'ammortamento, effettuato con il metodo dell'unità di prodotto

(milioni di euro)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2011										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	30.466		754		(7)	(911)	1	30.303	43.923	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451		29			(19)	1	1.462	1.519	57
- altre imprese	7							7	7	
	31.924		**783**		**(7)**	**(930)**	**2**	**31.772**	**45.449**	**13.677**

Le partecipazioni sono diminuite, nel 2011, di 152 milioni di euro. La tabella che segue espone il dettaglio delle relative variazioni.

(milioni di euro)

Partecipazioni al 31 dicembre 2010	**31.924**
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
- Syndial SpA	444
- Eni Angola SpA	145
- Eni East Africa SpA	105
- Ieoc SpA	30
- Est Più SpA	29
- Eni Petroleum Co Inc	23
- Eni Timor Leste SpA	6
- Eni Fuel Centrosud SpA	1
	783
Altri incrementi	
Altre	2
	2
Decremento per:	
Cessioni	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	(6)
Acqua Campania SpA	(1)
	(7)
Svalutazioni e perdite	
- Syndial SpA	(325)
- Polimeri Europa SpA	(305)
- Eni Angola SpA	(121)
- Eni East Africa SpA	(105)
- Ieoc SpA	(24)
- Eni Timor Leste SpA	(20)
- Distribudora de Gas del Centro SA	(15)
- Inversora de Gas Cuyana SA	(7)
- Eni Administration & Financial Services SpA	(4)
- Altre minori (inferiori a 4 milioni di euro)	(4)
	(930)
Partecipazioni al 31 dicembre 2011	**31.772**

Un apposito allegato al bilancio di esercizio 2011 contiene "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA".

Nel far rinvio agli elementi contenuti in tale allegato, si riporta, nella tabella che segue, l'indicazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate ed a controllo

congiunto; la tabella, oltre alla quota percentuale posseduta da Eni, riporta anche il raffronto tra valore netto di iscrizione e patrimonio netto.

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2010	Saldo netto al 31.12.2011 *A*	Valore di patrimonio netto *B*	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto *C=B-A*
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
- Acqua Campania SpA	0,154	1			
- Adriaplin doo	51,000	13	13	13	
- Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	7	7	7	
- Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	12	11	11	
- Ecofuel SpA	100,000	48	48	193	145
- Eni Administration & Financial Service SpA	99,615	225	222	190	(32)
- Eni Angola SpA[1]	100,000	33	57	57	
- Eni Finance International SA (ex Eni Coordination SA)	33,610	726	726	908	182
- Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
- Eni East Africa SpA[1]	100,000	8	8	8	
- Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	24	24	
- Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	19	20	26	6
- Eni Gas & Power Belgium SA[2]	100,000	4.454	4.454	4.719	265
- Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000	1	1	1	
- Eni Gas Transport Deutschland SpA		6			
- Eni Hellas SpA	100,000	183	183	210	27
- Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	348	248
- Eni International BV	100,000	9.590	9.590	27.933	18.343
- Eni International Resources Ltd	99,998			14	
- Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	5.269	623
- Eni Medio Oriente SpA[1]	100,000	11	11	11	
- Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	263	130
- Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.227	1.250	1.464	214
- Enipower SpA	100,000	957	957	1.173	216
- Eni Rete oli&nonoil SpA	100,000	27	27	57	30
- EniServizi SpA	100,000	15	15	15	
- Eni Timor Leste SpA[1]	100,000	26	12	12	
- Eni Trading & Shipping SpA	100,000	282	282	203	(79)
- Eni Zubair SpA	99,999				
- Hotel Assets Ltd	100,000	11	11	11	
- Ieoc SpA[1]	100,000	17	23	23	
- Immobiliare Est SpA[1]	100,000	8	7	7	
- Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	66	59	23	(36)
- LNG Shipping SpA	100,000	285	285	430	145
- Polimeri Europa SpA	100,000	1.481	1.176	1.176	
- Raffineria di Gela SpA	100,000	171	171	163	(8)
- Saipem SpA[3]	42,913	183	183	2.068	1.885
- Servizi Aerei SpA	100,000	53	53	58	5
- Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
- Snam Rete Gas SpA[4]	52,540	3.920	3.921	2.465	(1.456)
- Società Adriatica Idrocarburi SpA[1]	100,000	558	558	638	80
- Società Ionica Gas SpA[1]	100,000	623	623	677	54
- Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA[1]	70,000	42	42	44	2
- Società Petrolifera Italiana SpA[1]	99,964	26	26	26	
- Syndial SpA – Attività diversificate[1]	99,999		119	119	

- Tecnomare SpA[1]	100,000	18	18	20	2
- Tigàz Zrt	50,360	116	116	240	124
- Toscana Energia Clienti SpA	100,000	59	59	4	(55)
- Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	128	77
Totale imprese controllate		**30.466**	**30.303**		
Imprese collegate ed a controllo congiunto					
- ACAM Clienti SpA	48,999	6	6	6	
- Distribudora de Gas del Centro SA	31,350	52	37	31	(6)
- Est Più SpA	70,000		29	29	
- Galp Energia SGPS SA[5]	33,340	780	780	1.103	323
- Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	15	12	(3)
- Mariconsult SpA	50,000				
- Promgas SpA					
- Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	129	3
- Setgas SA	21,870	2	2	12	10
- Transmed SpA	50,000			4	
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	19	(6)
- Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	465	23
- Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl[1]	2,815				
- Venezia Tecnologie SpA	50,000				
Totale imprese collegate ad a controllo congiunto		**1.451**	**1.462**		

(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 2011 (32,73258 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.200 milioni di euro
(4) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 (3,3894 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.359 milioni di euro
(5) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 (11,380 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.146 milioni di euro

Sulle partecipazioni non sono state costituite garanzie reali e non si è fatto luogo alla svalutazione, se non nei limiti del valore non recuperabile di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore a quello del patrimonio netto.

Altre attività finanziarie

Sono ammontate a 10.412 milioni di euro e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa, per 10.392 milioni di euro[87], nonché a titoli strumentali all'attività operativa per 20 milioni di euro[88].

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 2.315 milioni di euro e riguarda, per la massima parte, imposte sul reddito anticipate Ires[89].

[87] Riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso: Snam Rete Gas SpA, Italgas SpA, Eni Finance International SA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Polimeri Europa SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Saipem SpA
[88] Riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985
[89] Le imposte anticipate – sia Ires che Irap – sono aumentate, complessivamente di 242 milioni di euro per effetto della svalutazione di alcune raffinerie e della rete autostradale

Altre attività

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Crediti d'imposta	64	67
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	467	777
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		33
Altri crediti da attività di disinvestimento	27	30
Altre attività	1.436	2.070
	1.994	**2.977**

La voce "altre attività", di 2.070 milioni di euro, concerne principalmente (per 1.971 milioni di euro) i "deferred cost", relativi ai volumi di gas non ritirati, che determinano l'attivazione della clausola "pay"[90], valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente ed allineati al valore netto di realizzo.

Si tratta di un importo rilevante ed in crescita, che risente dell'andamento del mercato del gas sul quale si è già detto.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita, diminuiscono di circa 6 milioni di euro.

[90] Si tratta delle clausole di "take or pay" inserite in contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, di cui si è detto nel precedente referto

7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

Il prospetto che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2011, riportati nella tabella contenuta nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	31.12.2010	31.12.2011
(euro)	**Totale**	**Totale**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.829.390.747	5.873.851.267
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	557.601.887	2.024.049.760
Debiti commerciali ed altri debiti	6.580.425.659	9.844.012.874
Passività per imposte sul reddito correnti	75.303.839	0
Passività per altre imposte correnti	1.085.628.346	1.213.475.452
Altre passività	979.667.727	1.320.529.187
	15.108.018.205	**20.275.918.540**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.337.983.683	21.016.407.834
Fondi per rischi ed oneri	3.574.160.313	2.776.387.046
Fondi per benefici ai dipendenti	305.549.715	285.287.105
Altre passività	2.333.798.563	2.412.346.528
	24.551.492.274	**26.490.428.513**
TOTALE PASSIVITA'	**39.659.510.479**	**46.766.347.053**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005.358.876	4.005.358.876
Riserva legale	959.102.123	959.102.123
Altre riserve	32.147.534.188	34.714.422.782
Utile (Perdita) dell'esercizio	6.179.319.559	4.212.687.003
Acconto sul dividendo	(1.811.247.572)	(1.883.806.102)
Azioni proprie	(6.755.639.864)	(6.752.765.254)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**34.724.427.310**	**35.254.999.428**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**74.383.937.789**	**82.021.346.481**

Nel far rinvio ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del passivo dello stato patrimoniale.

B) PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine, di 5.874 milioni di euro, hanno un tasso medio ponderato di interesse pari all'1,11% (1,24% nel 2010) e comprendono (per complessivi 601 milioni di euro) l'utilizzo di linee di credito.

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Debiti commerciali	5.092	7.607
Acconti ed anticipi	446	448
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	*360*	*394*
- altri	*683*	*1.395*
	1.043	***1.789***
Totale	**6.581**	**9.844**

I "debiti commerciali" sono, principalmente, quelli verso fornitori, imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto ed altre di gruppo. Sono aumentati (di 2.515 di euro) a seguito, principalmente, dell'incremento dei rapporti che la Divisione Gas & Power intrattiene con la DistrigasNV.

Gli "acconti e anticipi" concernono, per la gran parte, buoni carburante prepagati; acconti (costituiti, in gran parte, da depositi cauzionali ricevuti da clienti gas); acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production; acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di Gnl e di gas naturale.

Gli "altri debiti" sono relativi, principalmente, ai debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take or pay"; ai debiti verso il personale; ai debiti verso controllate per consolidato fiscale e per IVA di Gruppo; ai debiti verso Istituti di previdenza sociale.

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti (pari a zero al 31 dicembre 2011), si sono ridotte di 75 milioni di euro, dopo il pagamento della terza rata dell'imposta sostitutiva, di cui alla legge 133/2008 e l'addizionale Ires, di cui alla legge n. 7/2009.

Altre passività

Il dettaglio delle altre passività viene esposto nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	699	939
Fari value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	28	119
Altre passività	253	263
	980	**1.321**

Le "altre passività" comprendono, principalmente, strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli Ifrs[91].

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:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.514	294	6.808	7.849	1.593	9.442
Obbligazioni	11.526	262	11.788	12.862	311	13.173
Altri finanziatori, di cui:	298	2	300	305	120	425
- imprese controllate	*287*	*2*	*289*	*297*	*120*	*417*
- altri	*11*	-	*11*	*8*		*8*
	18.338	**558**	**18.896**	**21.016**	**2.024**	**23.040**

Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, al 31 dicembre 2011 è stato del 3,22% per quelle in euro (3,43% al 31 dicembre 2010) e del 3,81% per quelle in dollari.

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

[91] In quanto stipulati su 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

sull'euro di 2,50% (2,04% nel 2010) e sul dollaro Usa di 2,50%.

I prestiti obbligazionari, per un totale di 13.173 milioni di euro, sono evidenziati nella tabella che segue, che ne specifica l'importo nominale, la scadenza ed il tasso percentuale.

(milioni di euro)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse ed altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	45	1.545	EUR	2013	4,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	(1)	1.249	EUR	2017	4,750
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	68	1.318	EUR	2014	5,875
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	61	1.561	EUR	2016	5,000
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	9	1.509	EUR	2019	4,125
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	33	1.033	EUR	2018	3,500
- *Bond US*	348	1	349	USD	2020	4,150
- *Bond US*	271		271	USD	2040	5,700
- *Retail*	1.000	11	1.011	EUR	2015	4,000
- *Retail*	1.000	(9)	991	EUR	2015	Variabile
- *Retail TF*	1.109	(5)	1.104	EUR	2017	4,875
- *Retail TV*	215		215	EUR	2017	Variabile
	12.943	**230**	**13.173**			

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine è pari a 24.608 milioni di euro (+ 4.628 milioni di euro rispetto al 2010) ed è articolato tra le voci seguenti:

(milioni di euro)

	31.12.2010	31.12.2011
Banche	6.890	9.515
Obbligazioni	12.792	14.678
Altri finanziatori	298	415
	19.980	**24.608**

Si riporta, di seguito, la composizione dell'indebitamento finanziario netto, dalla quale emerge che, nel corso del 2011, lo stesso è aumentato di circa il 10%; si è, peraltro, cennato al riguardo come esso sia destinato a ridursi per effetto dell'operazione Snam Rete Gas, più sopra descritta:

(milioni di euro)

	31.12.2010			31.12.2011		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	427		427	354		354
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	**427**		**427**	**354**		**354**
D. Crediti finanziari[a]	**4.591**	**5**	**4.596**	**6.613**		**6.613**
E. Passività finanziarie a breve temine verso banche	1.871		1.871	714		714
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	294	6.514	6.808	1.593	7.849	9.442
G. Prestiti obbligazionari	262	11.526	11.788	311	12.862	13.173
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.853		3.853	5.112		5.112
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	2	287	289	120	297	417
L. Altre passività finanziarie	105	11	116	48	8	56
M. –Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**6.387**	**18.338**	**24.725**	**7.898**	**21.016**	**28.914**
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	**1.369**	**18.333**	**19.702**	**931**	**21.016**	**21.947**
O.						

[a] La voce comprende i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa

Fondi per rischi ed oneri

Si espone, di seguito, il dettaglio di tale posta, relativo agli esercizi 2010 e 2011:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2010								
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.150	(37)	49	4	(25)	(26)		1.115
Fondo rischi ed oneri ambientali	600		1	243	(101)	(16)		727
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamento merci	353		2	135	(106)	(96)		288
Fondo rischi ed oneri per sanzione Authority	290				(20)	(270)		
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	250				(250)			
Fondo controversie legali	162			22	(11)	(8)		165
Fondo copertura perdite imprese partecipate	16			805	(16)			805
Fondo esodi e mobilità lunga	14			133	(2)			145
Fondo oneri per cessione Italgas SpA				47				47
Altri fondi per rischi ed oneri	373		1	91	(114)	(69)		282
	3.208	(37)	53	1.480	(645)	(485)		3.574

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2011								
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.115	50	52	5	(25)		50	**1.247**
Fondo rischi ed oneri ambientali	727			144	(82)	(5)		**784**
Fondo rischi per contenzioso	165			12	(71)	(23)	261	**344**
Fondo esodi e mobilità lunga	145			39	(72)	(3)		**109**
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49			41				**90**
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamenti merci	288		(3)	39	(33)	(2)	(261)	**28**
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47			2	(34)			**15**
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805				(805)			
Altri fondi per rischi ed oneri	233	19	1	121	(101)	(64)	(50)	**159**
	3.574	**69**	**50**	**403**	**(1.223)**	**(97)**		**2.776**

Il "fondo smantellamento e ripristino siti e sociale project", di 1.247 milioni di euro, riguarda, essenzialmente, i costi presunti per la chiusura dei pozzi e per la rimozione delle strutture ed il ripristino siti e la rilevazione dei social project.

Il "fondo rischi e oneri ambientali", di 784 milioni di euro, concerne, essenzialmente, gli oneri ambientali relativi ai siti di Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano, Manciano 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 per contenziosi", di 344 milioni di euro, comprende gli oneri previsti per penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura è aumentato, di 179 milioni di euro, a seguito della riclassifica dal fondo rischi approvvigionamento merci, ove è stato allocato l'importo stimato della revisione delle condizioni economiche di fornitura di alcuni contratti di approvvigionamento gas, per i quali sono in corso arbitrati[92].

Il "fondo esodi e mobilità lunga", di 109 milioni di euro, riguarda, principalmente, gli accantonamenti a carico di Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità, avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010/2011[93], e comprende l'adeguamento dell'importo stanziato, in seguito alle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla recente Legge 214/2011.

Il "fondo per oneri cessione Agricoltura SpA", di 90 milioni di euro, concerne gli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA.

---

[92] Tale aumento è, parzialmente, compensato dalla chiusura del contenzioso Agrifactoring/Serfactoring

[93] Ai sensi della Legge 223/1991

Il "fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci", di 28 milioni di euro, concerne la stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il "fondo oneri cessione Italgas SpA", di 15 milioni di euro, si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Snam Rete Gas SpA, a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA.

Il "fondo copertura predite imprese partecipate" si riduce integralmente a seguito della copertura delle perdite della Syndial SpA.

Gli "altri fondi", di 159 milioni di euro, concernono, prevalentemente: gli oneri sociali ed il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito; gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli ai clienti; gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi; gli oneri per dismissione e ristrutturazione; gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria.

Fondi per benefici ai dipendenti

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati a 285 milioni di euro ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato[94].

Altre passività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	413	599
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	-	37
Depositi cauzionali	198	201
Altre passività	1.723	1.576
	2.334	**2.413**

Il "fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading" riguarda, principalmente, 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 riferibili a specifiche transazioni commerciali e finanziarie.

Il "fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge", è riferito alla Divisione Gas & Power.

I "depositi cauzionali a lungo termine" sono relativi, principalmente, a quelli ricevuti da clienti per la fornitura di gas.

---

[94] Disciplinato dall'art. 2120 del codice civile

Le "altre passività" riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti a varie società[95].

[95] Tra le quali, Electrabel Italia S.p.A.; Eni Gas Transport International SA; Gas de France; Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, ecc

PATRIMONIO NETTO

La tabella che segue, espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nell'esercizio di interesse:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.756)	(6.753)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.756	6.753
Altre riserve di capitale:	10.391	10.393
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	*401*	*403*
Riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	24	37
Altre riserve di utili disponibili:	14.977	17.532
Riserva disponibile	*13.824*	*16.379*
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	(1.811)	(1.884)
Utile dell'esercizio	6.179	4.213
	34.724	**35.255**

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

- "Capitale sociale"

Come già riferito nella presente relazione, al 31 dicembre del 2011, il capitale sociale dell'Eni era costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: il 3,93%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; il 26,37%, di

proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; il 9,55 %, di proprietà dell'Eni; il 2,29% possedute dal Gruppo BNP Paribas; il 57,86%, di proprietà di altri azionisti.

- "Riserva legale"

La riserva legale, di 959 milioni di euro, ricomprende l'importo (di 132 milioni di euro) scaturito dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2011 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")[96].

- "Azioni proprie acquistate"

Le azioni proprie sono ammontate a 6.753 milioni di euro. Si è già riferito che il 29 ottobre 2009 è scaduto (e non è stato prorogato) il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva fissato per l'acquisto di azioni proprie.

- "Riserva per acquisto azioni proprie"

Dell'ammontare di 6.753 milioni di euro, è stata costituita dall'Assemblea attraverso l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie.

- "Altre riserve di capitale"

Le altre riserve di capitale, per 10.393 milioni di euro, concernono: riserve di rivalutazione; riserva adeguamento patrimonio netto[97]; riserva conferimenti[98].

- "Altre riserve di utili disponibili"

Le altre riserve di utili disponibili, di 17.532 milioni di euro, riguardano, prevalentemente, la "riserva disponibile", di 16.379 milioni di euro, il cui incremento, di 2.555 milioni di euro, è dovuto, essenzialmente: all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2010 di 2.557 milioni di euro; all'imputazione del costo di competenza di esercizio delle stock option, assegnate nel periodo 2007/2008, in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti di Eni ed in contropartita alla voce partecipazioni, in relazione ai dipendenti delle società controllate; agli effetti economici di conferimenti di rami d'azienda, avvenuti con società controllate, rilevati a patrimonio netto di business combination under common control; alla riclassifica della

---

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

[97] Legge n. 292/1993

[98] Leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986

Riserva per acquisto di azioni proprie a seguito delle vendite, avvenute nel corso del 2010, di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

- "Acconto sui dividendi"

L'acconto sul dividendo, di 1.884 milioni di euro, riguarda l'acconto sul dividendo[99] dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione, di cui si è già detto.

La tabella che segue mostra le cause dell'aumento (di 531 milioni di euro) del patrimonio netto al 31 dicembre 2011, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31.12.2010		**34.724**
Incremento per:		
Utile netto	4.213	
Operazioni straordinarie under common control	3	
Costo di competenza delle stock option assegnate	1	
Variazione fair value strumenti finanziari cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	13	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	3	
		4.233
Decremento per:		
Distribuzione saldo dividendo 2010	(1.811)	
Acconto sul dividendo 2011	(1.884)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
		(3.702)
Patrimonio netto al 31.12.2011		**35.255**

[99] Deliberato dal Consiglio di Amministrazione l'8 settembre 2011, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 22 settembre 2011

7.3. Il conto economico

Il prospetto che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2011, riportati nella tabella contenuta nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	31.12.2010	31.12.2011
(euro)	**Totale**	**Totale**
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	35.251.291.189	45.491.611.994
Altri ricavi e proventi	272.822.805	278.163.886
Totale ricavi	**35.524.113.994**	**45.769.775.880**
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(32.949.740.852)	(43.845.162.297)
- di cui proventi non ricorrenti	*269.595.000*	*0*
Costo lavoro	(1.217.901.958)	(1.056.465.059)
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	3.913.302	114.871.825
Ammortamenti e svalutazioni	(922.845.720)	(1.277.515.958)
UTILE OPERATIVO	**437.538.766**	**(294.495.609)**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	3.547.827.113	3.783.557.135
Oneri finanziari	(3.738.657.867)	(4.247.161.735)
Strumenti derivati	68.761.619	207.944.389
	(122.069.135)	**(255.660.211)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	**5.942.773.961**	**4.788.852.961**
- di cui oneri non ricorrenti	*(24.550.536)*	*0*
UTILE ANTE IMPOSTE	**6.258.243.592**	**4.238.697.141**
Imposte sul reddito	(78.924.033)	(26.010.138)
UTILE DELL'ESERCIZIO	**6.179.319.559**	**4.212.687.003**

Nel rinviare ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica, nel 2011, sono aumentati – rispetto al 2010 - di 10.241 milioni di euro; tale aumento è riconducibile, per la massima parte, a quello dei "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" (10.252 milioni di euro), il cui dettaglio è evidenziato in dettaglio nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**2010**	**2011**
Prodotti Petroliferi	17.160	20.534
Gas naturale e GPL	13.415	17.924
Energia elettrica ed *utility*	3.129	3.677
Greggi	37	1.779
Vettoriamento gas su tratte estere	224	221
Gestione sviluppo sistemi informatici	104	100
Gestione energia	31	17
Altre vendite e prestazioni	1.160	1.260
	35.260	**45.512**

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 di carburanti e combustibili extrarete; a quelle per combustibile navi e avio ed alle vendite di prodotti per la petrolchimica.

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

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 "greggi", sono relativi alla nuova modalità di approvvigionamento greggi di Eni Deutschland GmbH, in precedenza approvvigionata da Eni Trading & Shipping SpA, ora gestita dalla Divisione Refining & Marketing.

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

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, dalla Divisione E&P, ad imprese controllate e ad altre imprese; la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd; 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 278 milioni di euro e concernono locazioni, noleggi, proventi per

attività in joint venture, ecc..

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 43.846 milioni di euro, è aumentata, nell'esercizio in esame, di 10.896 milioni di euro – come evidenzia l'analisi riportata nell'elaborato contabile - in seguito, particolarmente, all'aumento dei costi per le materie prime[100], per materiale di consumo e per merci.

Costo del lavoro

Come mostra la tabella riportata al paragrafo 3.2., il costo del lavoro è diminuito di 162 milioni di euro (pari al 13,3%), per effetto, principalmente, dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva[101].

ALTRI PROVENTI ED ONERI OPERATIVI

Gli altri proventi operativi, di 115 milioni di euro, aumentati, rispetto al 2010, di 111 milioni di euro, per effetto dell'aumento dei proventi netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading, riguardano la quantificazione nel conto economico della valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Ammontanti a 1.277 milioni di euro, sono aumentati di 354 milioni di euro a seguito, soprattutto, delle maggiori svalutazioni (+ 378 milioni di euro) relative, in particolare, agli impianti di raffinazione, ad alcuni asset legati al business extrarete ed ai nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi. Tali effetti, sono stati in parte compensati dai minori ammortamenti.

---

[100] Principalmente gas naturale e materie prime sussidiarie

[101] Il costo del lavoro comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010/2011, derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla Legge 214/2011

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

I proventi (oneri) finanziari si specificano in dettaglio nelle tabelle che seguono:

milioni di euro	**2010**	**2011**
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.548	3.783
Oneri finanziari	(3.739)	(4.247)
	(191)	**(464)**
Strumenti finanziari derivati	69	208
	(122)	**(256)**

Valore netto dei proventi ed oneri finanziari:

(milioni di euro)

	2010	**2011**
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi ed altri oneri su prestiti obbligazionari	(453)	(533)
Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(185)	(275)
Interessi attivi su depositi e c/c	2	2
Interessi ed altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	41	78
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(12)	(12)
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(1)	(11)
	(608)	**(751)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.090	3.210
Differenze attive da valutazione	63	57
Differenze passive realizzate	(2.974)	(3.251)
Differenze passive da valutazione	(45)	(104)
	134	**(88)**
Altri proventi ed oneri finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(53)	(51)
Interessi ed altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	248	349
Commissioni per servizi finanziari	54	51
Altri proventi	50	36
Altri oneri	(48)	(40)
	251	**345**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	32	30
	(191)	**(464)**
Contratti su valute		
Contratti su tassi d'interesse		

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

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di 208 milioni di euro, concernono, principalmente, la quantificazione nel conto economico della valutazione al fair value dei contratti derivati stipulati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse, non riferibili, quindi, a determinate transazioni commerciali o finanziarie.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

Si specificano, di seguito, i proventi netti su partecipazioni, ammontati nel 2011, a 4.789 milioni di euro:

(milioni di euro)

	2010	2011
Dividendi	7.783	5.688
Altri proventi	177	44
Totale proventi	**7.960**	**5.732**
Svalutazioni e perdite	(2.017)	(943)
	5.943	**4.789**

Nei prospetti che seguono, vengono evidenziati in dettaglio i proventi su partecipazioni, le svalutazioni e gli altri oneri.

(milioni di euro)

	2010	2011
Dividendi		
Eni International BV	6.566	4.335
Snam Rete Gas SpA	432	450
Società Ionica Gas SpA		222
Unión Fenosa Gas SA	126	148
Saipem SpA	104	119
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	38	82
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	57	81
Eni Power SpA	85	67
Eni Finance International SA	51	53
Galp Energia SA	55	39
Ecofuel SpA	53	30
LNG Shipping SpA	35	22
Eni Ellas SpA	8	11
Tecnomare SpA	10	10
Eni Gas & Power Belgium SA	117	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	27	
Altre	19	19
	7.783	**5.688**
Altri proventi		
Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA	145	
Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA	29	
Vendita azioni Eni Gas Transport Deutschland SpA		26
Vendita azioni Promgas SpA a Gazprom Schweiz AG		17
Altre	3	1
	177	**44**
TOTALE PROVENTI	**7.960**	**5.732**

SVALUTAZIONI ED ALTRI ONERI		
Svalutazioni		
Syndial SpA	438	325
Polimeri Europa SpA		305
Eni Angola SpA	181	121
Eni East Africa SpA	11	105
Ieoc SpA	60	24
Eni Timor Leste SpA	12	20
Distribudora de Gas del Centro SA		15
Inversora de Gas Cuyana SA		7
Eni Administration & Financial Services SpA	16	4
Eni Gas & Power Belgium SpA	231	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	173	
Altre minori	19	4
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Syndial SpA	805	
Oneri per cessione Italgas SpA	47	11
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	24	2
TOTALE ONERI	**2.017**	**943**

UTILE ANTE IMPOSTE

Imposte sul reddito

Se ne fornisce il dettaglio di seguito:

(milioni di euro)	**2010**	**2011**
Imposte correnti		
- IRES	(70)	(84)
- IRAP	(54)	(49)
Addizionale Legge n. 7/09	(240)	(170)
	(364)	**(303)**
Imposta sostitutiva legge 133/08	1	
Imposte differite	22	19
Imposte anticipate	262	258
	284	**277**
	(79)	**(26)**

Le **imposte sul reddito,** di 26 milioni di euro, sono diminuite di 53 milioni di euro per effetto, principalmente, del minor risultato operativo; del minor importo dell'addizionale all'Ires[102] di competenza dell'esercizio; del minor risultato della gestione finanziaria netta; dell'adeguamento della fiscalità anticipata e differita per tener conto dell'incremento di quattro punti percentuali dell'aliquota dell'addizionale all'Ires[103]; delle minore imposte sui dividendi.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: dal minor provento conseguente alla contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale; dalla circostanza che le imposte dell'esercizio 2010 hanno tenuto conto dell'effetto positivo dell'utilizzo per esubero di un fondo rischi accantonato nell'esercizio 2005 a fronte di contestazioni per abuso di posizione dominante e non dedotto e da altri fenomeni di minore importo.

In base all'art. 1 del D.L. n. 201/2011 ("Decreto Monti"), è ammesso in deduzione un importo corrispondente al rendimento nozionale del nuovo capitale proprio. Questo è valutato mediante l'applicazione dell'aliquota, fissa al 3% per il primo triennio di applicazione, alla variazione in aumento del capitale proprio rispetto a quello esistente alla chiusura dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2010[104].

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte, è stata

[102] Di cui alla Legge n. 7/2009
[103] Di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del D.L. n. 112/2008, disposto dal D.L. n. 138/2011
[104] Nella determinazione delle imposte, l'incremento di patrimonio netto, sul quale è stata calcolata la deduzione, ha determinato un risparmio, in termini di minor Ires, di 29 milioni di euro

dello 0,61% nel 2011.

UTILE DELL'ESERCIZIO

E' ammontato a 4.213 milioni di euro.

La diminuzione (di 1.966 milioni di euro, pari al 31,8%) dell'utile di esercizio nel 2011, rispetto al risultato dell'esercizio precedente, è da riconnettersi, prevalentemente: ai minori proventi netti su partecipazioni, connessi, essenzialmente, ai minori dividendi percepiti, compensati, in parte, dai minori oneri su partecipazioni; alla flessione del risultato operativo della Divisione Gas & Power e della Divisione Refining & Marketing; ai maggiori oneri finanziari netti.

CAPITOLO VIII

8. Bilancio consolidato del Gruppo Eni dell'esercizio 2011

8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2011 è stato elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards - IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea ed è conforme ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Il bilancio consolidato comprende quelli di Eni SpA e delle imprese italiane e straniere sulle quali Eni esercita direttamente od indirettamente il controllo, determinandone le scelte ed avvantaggiandosi dei relativi benefici.

Come in precedenza già cennato, in un apposito allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011", che costituisce parte integrante del bilancio consolidato, sono distintamente indicate le imprese consolidate, quelle controllate non consolidate, le imprese controllate con altri soci, le imprese collegate e le partecipazioni rilevanti.

L'elaborato è corredato dall'attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.[105], nonché dalla relazione della Società di revisione[106] e dal parere del Collegio Sindacale.

---

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

[106] Ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. La Società di Revisione, in data 4 aprile 2012, ha affermato che "*il bilancio consolidato del gruppo dell'Eni, al 31 dicembre 2011, è conforme agli International Financial Reporting Standards, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso è, pertanto 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 al 31 dicembre 2011*"

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 dell'esercizio 2011:

	31.12.2010	31.12.2011
(milioni di euro)	**Totale**	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549	1.500
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:	382	262
Crediti commerciali ed altri crediti	23.636	24.595
Rimanenze	6.589	7.575
Attività per imposte sul reddito correnti	467	549
Attività per altre imposte correnti	938	1.388
Altre attività correnti	1.350	2.326
	34.911	**38.195**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	67.404	73.578
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	2.024	2.433
Attività immateriali	11.172	10.950
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.668	5.843
Altre partecipazioni	422	399
Altre attività finanziarie	1.523	1.578
Attività per imposte anticipate	4.864	5.514
Altre attività non correnti	3.355	4.225
	96.432	**104.520**
Attività destinate alla vendita	517	230
TOTALE ATTIVITA'	**131.860**	**142.945**

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile del Gruppo Eni, ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste attive dello stato patrimoniale.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Comprendono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni[107], per 323 milioni di euro.

Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

I titoli, per complessivi 262 milioni di euro, sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2011 (ed anche al 31 dicembre 2010), Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

La posta ricomprende titoli strumentali all'attività operativa (milioni di euro 225) - 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 37).

Crediti commerciali ed altri crediti

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati a 24.595 milioni di euro e ricomprendono "crediti commerciali" (per 17.709 milioni di euro); "crediti finanziari" (per 658 milioni di euro) ed "altri crediti" (per 6.228 milioni di euro).

L'aumento della posta, nel 2011, è attribuibile, principalmente, all'aumento dei crediti commerciali (da 17.221 milioni di euro nel 2010 a 17.709 milioni di euro nel 2011), a sua volta, prevalentemente, riferibile al settore Gas & Power.

I crediti sono iscritti al netto del fondo svalutazione di milioni di euro 1.651.

Rimanenze

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

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, l'Iva (per 581 milioni di euro, su di un totale di 1.388 milioni di euro), il cui valore, nel 2011, è aumentato di 150 milioni di euro.

---

[107] Riguardano, essenzialmente, depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore; il tasso di interesse effettivo è dello 1,1%

Altre attività correnti

A tale voce sono riconducibili le poste: "*fair value* su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading" di milioni di euro 1.562; "*fair value* su strumenti finanziari derivati di copertura *cash flow hedge*" per 157 milioni di euro[108]; "altre attività" per 607 milioni di euro[109].

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	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010											
Terreni	665	9			100	(9)	(2)	8	771	799	28
Fabbricati	832	305	(131)	(40)		12	(9)	458	1.427	3.544	2.117
Impianti e macchinari	42.991	3.704	(6.094)	(601)	16	866	(209)	6.821	47.494	121.166	73.672
Attrezzature industriali e commerciali	991	383	(206)	(2)		(5)		(702)	459	1.789	1.330
Altri beni	1.172	117	(113)	(5)	(116)	7	(1)	(232)	829	2.308	1.479
Immobilizzazioni in corso ed acconti	20.753	7.140		(243)		522		(5.574)	22.598	24.257	1.659
	67.404	**11.658**	**(6.544)**	**(891)**		**1.393**	**(221)**	**779**	**73.578**	**153.863**	**80.285**

Gli investimenti, di 11.658 milioni di euro, concernono, prevalentemente, i settori di Exploration & Production, Gas & Power, Ingegneria e Costruzioni e Refining & Marketing e comprendono oneri finanziari per 147 milioni di euro[110].

Le svalutazioni (891 milioni di euro), quantificate rapportando il valore di libro al valore recuperabile - come mostra il prospetto che segue, che indica i settori di attività, per il valore a fianco di ciascuno indicato (al lordo ed al netto del relativo effetto fiscale) - hanno riguardato, prevalentemente, la Divisione Refining & Marketing:

---

[108] Si riferisce ad operazioni di copertura del rischio prezzo e rischio cambio relativi a somministrazioni di gas

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

[110] Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra l'1% ed il 3,7%

(milioni di euro)	**2010**	**2011**
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	123	189
- Refining & Marketing	72	484
- Petrolchimica	52	174
- Altri settori	10	44
	257	**891**

Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo[111] riguardano le quantità minime di greggio, di prodotti petroliferi e di gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Attività immateriali

Le attività immateriali vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria	538	1.245	(1.244)		17	8	564	2.634	2.070
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	150	37	(85)	(2)	(1)	57	156	1.474	1.318
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	575	10	(159)			421	847	2.827	1.980
- Accordi per servizi in concessione	3.562	308	(142)		(13)	(25)	3.690	6.361	2.671
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	658	171				(581)	248	254	6
- Altre attività immateriali	1.514	9	(128)		7	20	1.422	2.074	652
	6.997	**1.780**	**(1.758)**	**(2)**	**10**	**(100)**	**6.927**	**15.624**	**8.697**
Attività immateriali a vita utile indefinita									
Godwill	4.175			(152)	2	(2)	4.023		
	11.172	**1.780**	**(1.758)**	**(154)**	**12**	**(102)**	**10.950**		

I costi per attività mineraria, del valore finale netto di 564 milioni di euro, riguardano, prevalentemente, i bonus 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[112].

[111] Detenute, prevalentemente, da società italiane (2.010 e 2.418 milioni di euro)

[112] Sono calcolati anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio, che sono ammontati a 1.017 milioni di euro

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili, dal valore finale netto di 847 milioni di euro, afferiscono, prevalentemente, ai diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria ed alle concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizio in concessione, di 3.690 milioni di euro riguardano, essenzialmente, l'attività di distribuzione del gas in Italia[113].

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.422 milioni di euro, riguardano principalmente: la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.036 milioni di euro, rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV.

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Ammontanti, a 5.843 milioni di euro, vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2011									
Partecipazioni in imprese controllate	256	8	(19)	35	(7)	(39)	4	(16)	222
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.735	93	(35)	376	(68)	(276)	45	(268)	2.602
Partecipazioni in imprese collegate	2.677	134	(34)	267	(31)	(138)	45	99	3.019
	5.668	**235**	**(88)**	**678**	**(106)**	**(453)**	**94**	**(185)**	**5.843**

Le acquisizioni e le sottoscrizioni, per 235 milioni di euro, si riferiscono alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 129 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

Le cessioni ed i rimborsi, per complessivi 88 milioni di euro, concernono, per 34 milioni di euro, il rimborso di capitale di Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE e per 32 milioni di euro la cessione di Viscolube SpA.

Altre attività finanziarie

Sono composte: da crediti finanziari strumentali all'attività operativa[114] per 1.516 milioni di euro, che riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, nonché crediti per leasing finanziario; da titoli strumentali all'attività operativa, per 62 milioni di euro,

[113] L'attività di distribuzione gas in Italia è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio su base comunale

[114] Esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro

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 4.045 milioni di euro.

Altre attività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- *per crediti d'imposta sul reddito*	14	16
- *per interessi su crediti d'imposta*	65	66
- *per crediti Iva*		
	79	**82**
- Amministrazioni finanziarie estere	106	72
	185	**154**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	800	535
- altri	224	258
	1.024	**793**
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	420	714
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	102	33
Altre attività	1.624	2.531
	3.355	**4.225**

Le attività di disinvestimento di 535 milioni di euro, comprendono: il credito residuo (di 302 milioni di euro) relativo ad una transazione stipulata con le Autorità venezuelane a fronte dell'*asset* espropriato nell'area Dación[115]; il credito di 220 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al *partner* kazakho KazMunaiGas[116].

Le altre attività di 2.531 milioni di euro (1.624 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi pagati ai fornitori – sulla base di clausole take or pay (di cui si è detto in questa e nelle precedenti relazioni) - per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre 12 mesi.

---

[115] Il credito matura interessi a condizioni di mercato, per effetto del differimento del rimborso che avviene attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi

[116] 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 dell'esercizio 2011:

	31.12.2010	31.12.2011
(milioni di euro)	**Totale**	**Totale**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	6.515	4.459
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	963	2.036
Debiti commerciali ed altri debiti	22.575	22.912
Passività per imposte sul reddito correnti	1.515	2.092
Passività per altre imposte correnti	1.659	1.896
Altre passività correnti	1.620	2.237
	34.847	**35.632**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.305	23.102
Fondi per rischi ed oneri	11.792	12.735
Fondi per benefici ai dipendenti	1.032	1.039
Passività per imposte differite	5.924	7.120
Altre passività non correnti	2.194	2.900
	41.247	**46.896**
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	**38**	**24**
TOTALE PASSIVITA'	**76.132**	**82.552**
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	***4.522***	***4.921***
Patrimonio netto Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve cash flow hedge	(174)	49
Altre riserve	49.624	53.195
Azioni proprie	(6.756)	(6.753)
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.884)
Utile dell'esercizio	6.318	6.860
Totale patrimonio netto di Eni	**51.206**	**55.472**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**55.728**	**60.393**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**131.860**	**142.945**

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

B) PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Il decremento, nel 2011, di 2.056 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è stato determinato, prevalentemente, dai rimborsi netti e dall'esclusione dall'area di consolidamento per cessione delle Società Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport GmbH ed Eni Gas Transport Internationale SA, nonché dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (138 milioni di euro).

Il tasso medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 1,1%.

Debiti commerciali ed altri debiti

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Debiti commerciali	13.111	13.436
Acconti ed anticipi	3.139	2.313
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	*1.856*	*2.280*
- altri debiti	*4.469*	*4.883*
	6.325	**7.163**
	22.575	**22.912**

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati a 22.912 milioni di euro. L'incremento dei debiti commerciali, di 325 milioni di euro, è da riferirsi, prevalentemente, al settore Gas & Power (per 708 milioni di euro).

Gli acconti e gli anticipi riguardano lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni, nonché anticipi maturati per quantità di gas non ritirate in applicazione della clausola take or pay.

Passività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, accise ed imposte di consumo.

Altre passività correnti

A detta voce sono riconducibili: "*fair value* su strumenti finanziari derivati non

di copertura e di trading" di milioni di euro 1.668[117]; "*fair value* su strumenti finanziari derivati di copertura *cash flow hedge*" per milioni di euro 121[118]; "altre passività" per 448 milioni di euro.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	**Scadenza**	**2010**	**2011**	**Scad. 2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Oltre**	**Totale**
Banche	**2012-29**	7.224	9.654	1.601	1.329	3.681	629	1.285	1.129	**8.053**
Obbligazioni ordinarie	**2012-40**	13.572	15.049	397	1.607	1.337	2.231	1.492	7.985	**14.652**
Altri finanziatori	**2012-23**	472	435	38	57	46	48	48	198	**397**
		21.268	**25.138**	**2.036**	**2.993**	**5.064**	**2.908**	**2.825**	**9.312**	**23.102**

L'incremento, di 3.870 milioni di euro, delle passività finanziarie a lungo termine (comprensive delle quote a breve termine), comprende assunzioni nette e 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.

Le obbligazioni ordinarie, di 15.049 milioni di euro, riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes e altri prestiti obbligazionari.

Se ne fornisce, di seguito, l'elenco con l'indicazione della società emittente, della scadenza e del tasso di interesse:

---

[117] Riguarda strumenti finanziari privi dei requisiti formali e non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie

[118] Il fair value relativo al settore Gas & Power (per 119 milioni di euro), si riferisce ad operazioni di copertura del rischio cambio e commodity

(milioni di euro)

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso%	
					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	61	1.561	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	9	1.509	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	68	1.318	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	(1)	1.249	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	33	1.033	EUR		2018		3,500
Eni Finance International SA	539	11	550	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	459	3	462	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Finance International SA	300	7	307	EUR	2017	2031	3,750	5,600
Eni Finance International SA	197	3	200	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		Variabile
Eni Finance International SA	35		35	USD		2013		Variabile
	10.546	***256***	***10.802***					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.109	(5)	1.104	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	(9)	991	EUR		2015		Variabile
Eni SpA	215		215	EUR		2017		Variabile
Eni SpA	348	1	349	USD		2020		4,150
Eni SpA	271		271	USD		2040		5,700
Eni USA Inc.	309	(4)	305	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP		2013		Variabile
	4.253	***(6)***	***4.247***					
	14.799	**250**	**15.049**					

Nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2011, scadranno obbligazioni per 1.705 milioni di euro. Nell'esercizio all'esame Eni ha emesso nuove obbligazioni per 1.493 milioni di euro

Fondi per rischi ed oneri

Nella tabella che segue si fornisce il dettaglio di tale voce:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione di	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	5.741		803	253	(153)		157	(21)	**6.780**
Fondo rischi ambientali	3.104	206		(3)	(194)	(22)		(7)	**3.084**
Fondo rischi per contenziosi	692	241			(123)	(81)	9	336	**1.074**
Fondo per imposte	357	66			(49)	(1)	8	(37)	**344**
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	398	4			(59)				**343**
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	200	53				(28)		(53)	**172**
Fondo esodi agevolati	202	99			(121)	(19)	1	1	**163**
Fondo contratti onerosi	108	77			(64)		3	1	**125**
Fondo mutua assicurazione OIL	79	20				(1)			**98**
Fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali	22	59			(21)		1	(1)	**60**
Fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzate	31							23	**54**
Fondo approvvigionamento merci	288	39		(3)	(33)	(2)		(261)	**28**
Altri fondi (di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro)	570	232			(132)	(92)	(2)	(166)	**410**
	11.792	**1.096**	**803**	**247**	**(949)**	**(246)**	**177**	**(185)**	**12.735**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project, di 6.780 milioni di euro, 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 3.084, concerne la stima degli oneri relativi ad interventi ambientali[119] e dei costi di interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti dismessi. Il fondo accoglie l'accantonamento, effettuato nel 2010, di 1.109 milioni di euro, in relazione alla proposta di transazione con il Ministero dell'Ambiente (che non è stata conclusa nel 2011).

Il fondo rischi per contenziosi, di 1.074 milioni di euro, riguarda gli oneri previsti per penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura[120].

Fondo per benefici ai dipendenti

La posta, di 1.039 milioni di euro, riguarda, prevalentemente, il fondo

[119] Previsti da norme di legge e da regolamenti

[120] Viene quantificato, sulla base della miglior stima della passività e riguarda, principalmente, i settori: Gas & Power e Syndial SpA

trattamento di fine rapporto[121] (di 394 milioni di euro), che quantificato sulla base di tecniche attuariali, concerne l'importo da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Passività per imposte differite

Il valore delle passività per imposte differite è quantificato al netto delle attività per imposte anticipate compensabili (di 4.045 milioni di euro).

Altre passività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati di non copertura e di trading	344	591
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	157	37
Passività per imposte sul reddito correnti	40	
Altri debiti	67	70
Altre passività	1.586	2.202
	2.194	**2.900**

Il *fair value* su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 591 milioni di euro, riguarda strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci.

Il *fair value* dei strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 37 milioni di euro, è riferito al settore Gas & Power.

Le altre passività di 2.202 milioni di euro, 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

Riguardano, essenzialmente, asset non strategici del Settore Exploration & Production.

[121] Disciplinato dall'art. 2120 del Cod. Civ.

PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

Vengono evidenziate nel prospetto che segue:

	Utile netto		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	**2010**	**2011**	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Saipem SpA	503	552	2.406	2.802
Snam Rete Gas SpA	537	385	1.705	1.730
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	/	(6)	146	123
Tigáz Zrt	13		83	74
Altre	12	12	182	192
	1.065	**943**	**4.522**	**4.921**

Patrimonio netto Eni

La composizione del patrimonio netto viene esposta in dettaglio nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**31.12.2010**	**31.12.2011**
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.756	6.753
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(174)	49
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(3)	(8)
Altre riserve	1.518	1.421
Riserva per differenze di cambio da conversione	539	1.539
Azioni proprie	(6.756)	(6.753)
Utili relativi ad esercizi precedenti	39.855	42.531
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.884)
Utile dell'esercizio	6.318	6.860
	51.206	**55.472**

- Capitale sociale

Al 31 dicembre del 2011, il capitale sociale di Eni SpA, interamente 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. Nell'esercizio di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla Legge.

- Azioni proprie

Le azioni proprie sono ammontate, nel 2011, a 6.753 milioni di euro. Si è già cennato in questo e nel precedente referto che nel 2010 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 1.884 milioni di euro, riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione[122].

Il patrimonio netto di Eni, al termine del 2011, è risultato in aumento (di 4.266 milioni di euro) e così anche l'utile di esercizio (per 542 milioni di euro).

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 delle interessenze di terzi azionisti.

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, e per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

La tabella che segue illustra il dettaglio dell'indebitamento finanziario per il 2011, raffrontato con quello del 2010:

(milioni di euro)

	31.12.2010	31.12.2011	Var. ass.
Debiti finanziari ed obbligazionari	27.783	29.597	1.814
- Debiti finanziari a breve termine	*7.478*	*6.495*	*(983)*
- Debiti finanziari a lungo termine	*20.305*	*23.102*	*2.797*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.500)	49
Titoli non strumentali all'attività operativa	(109)	(37)	72
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6)	(28)	(22)
Indebitamento finanziario netto	**26.119**	**28.032**	**1.913**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**55.728**	**60.393**	**4.665**
LEVERAGE	**0,47**	**0,46**	**(0,01)**

Nel 2011 l'*indebitamento finanziario netto* (di 28.032 milioni di euro) è aumentato di 1.913 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

[122] Si è già, in questa relazione, segnalato che tale acconto è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione, l'8 settembre 2011, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e sono stati posti in pagamento a partire dal 22 settembre 2011

I *debiti finanziari e obbligazionari* ammontano a 29.597 milioni di euro, di cui 6.495 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 2.036 milioni di euro) e 23.102 milioni di euro a lungo termine.

8.3. Il conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2011:

	31.12.2010	31.12.2011
(milioni euro)	**Totale**	**Totale**
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	98.523	109.589
Altri ricavi e proventi	956	933
Totale ricavi	**99.479**	**110.522**
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	69.135	79.191
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	*(246)*	*69*
Costo lavoro	4.785	4.749
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	**131**	**171**
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	**9.579**	**9.318**
UTILE OPERATIVO	**16.111**	**17.435**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	6.117	6.379
Oneri finanziari	(6.713)	(7.396)
Strumenti derivati	(131)	(112)
	(727)	**(1.129)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	537	544
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	619	1.627
	1.156	**2.171**
UTILE ANTE IMPOSTE	**16.540**	**18.477**
Imposte sul reddito	(9.157)	(10.674)
Utile netto	**7.383**	**7.803**
Di competenza:		
- azionisti Eni	6.318	6.860
- interessenze di terzi	1.065	943
	7.383	**7.803**
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli Azionisti Eni (ammontare in euro per azione)		
- semplice	1,74	1,89
- diluito	1,74	1,89

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio del Gruppo Eni, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Vengono evidenziati nella tabella che segue per settori di attività:

(milioni di euro)

	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	29.497	29.121	(376)	(1,3)
Gas & Power	29.576	34.731	5.155	17,4
Refining & Marketing	43.190	51.219	8.029	18,6
Petrolchimica	6.141	6.491	350	5,7
Ingegneria & Costruzioni	10.581	11.834	1.253	11,8
Altre attività	105	85	(20)	(19,0)
Corporate e società finanziarie	1.386	1.365	(21)	(1,5)
Effetto eliminazione utili interni	100	(54)	(154)	
Elisioni di consolidamento	(22.053)	(25.203)	(3.150)	
	98.523	**109.589**	**11.066**	**11,2**

Rispetto al 2010, in cui risultavano pari a 98.523 milioni di euro, nel 2011 i ricavi della gestione caratteristica, (109.589 milioni di euro), sono aumentati di 11.066 milioni di euro per l'effetto della maggiorazione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere[123].

Altri ricavi e proventi

La diminuzione dai 956 milioni di euro nel 2010 ai 933 milioni di euro nel 2011, è da riconnettersi, principalmente, a quella delle voci "plusvalenze da vendite di attività materiali ed immateriali" [124] e "penalità contrattuali ed altri proventi relativi a rapporti commerciali"[125].

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Pari a 79.191 milioni di euro, sono aumentati, nell'ultimo esercizio, di 10.056 milioni di euro per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia. La posta include, per l'importo di 344 milioni di euro, relativi

[123] In particolare, i ricavi sono aumentati: nel settore Gas & Power, per effetto della ripresa dei prezzi spot e oil-linked; nel settore Refining & Marketing, per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti; nel settore della Petrolchimica, per effetto, soprattutto, dell'incremento dei prezzi, in media del 20%; nel settore Ingegneria e costruzioni, per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nelle business Engineering & Construction. Sono, invece, diminuiti nel settore Exploration & Production, in seguito alla ridotta attività in Libia

[124] Di 114 milioni di euro nel 2011, rispetto ai 266 milioni di euro nel 2010

[125] Di 28 milioni di euro nel 2011, rispetto ai 52 milioni di euro nel 2010

all'accantonamento per rischi ambientali e di altra natura ed all'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme[126].

Costo del lavoro

(milioni di euro)	**2010**	**2011**
Salari e stipendi	3.565	3.704
Oneri sociali	714	760
Oneri per benefici ai dipendenti	164	158
Altri costi	600	360
	5.043	**4.982**
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni – attività materiali	(209)	(185)
- incrementi per lavori interni – attività immateriali	(49)	(48)
	4.785	**4.749**

Come riferito nello specifico paragrafo 3.1. della presente relazione, nel quale è stata anche riportata una tabella che fornisce il dettaglio delle varie voci di tale costo, può solo aggiungersi che il costo del lavoro, nel 2011, non è variato in misura significativa (-0,8%: 4.785 e 4.749 milioni di euro, rispettivamente, nel 2010 e nel 2011) e che, nell'ultimo esercizio, la crescita del costo del lavoro unitario in Italia e all'estero[127], e l'aumento dell'occupazione media all'estero[128] sono stati compensati dalla riduzione dell'occupazione media in Italia e dai minori costi per esodi agevolati registrati nell'anno.

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.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli ammortamenti, per 8.297 milioni di euro, sono diminuiti di 584 milioni di euro, essenzialmente nel settore Exploration & Production, per effetto della ridotta attività in Libia e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Le svalutazioni, pari a 1.021 milioni di euro, afferiscono agli impianti di raffinazione, ed al goodwill allocato alla cash generating unit Mercato europeo nel settore Gas & Power.

---

[126] Sentenza della Corte di Giustizia europea
[127] Attenuata dall'effetto cambio
[128] Per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni

UTILE OPERATIVO

L'utile operativo nel 2011, pari a 17.435 milioni di euro, è aumentato di 1.324 milioni di euro rispetto ai 16.111 milioni di euro del 2010 (+ 8,2%).

Nella tabella che segue ne è dettagliato l'andamento nel biennio 2010-2011 per settore di attività; la tabella evidenzia come l'aumento più rilevante in assoluto sia risultato quello del settore E&P, a fronte di una considerevole riduzione dell'utile nei settori G&P, R&M e Petrolchimica e di un leggero incremento (+ 120 milioni di euro) nel settore Ingegneria & Costruzioni:

milioni di euro

	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	13.866	15.887	2.021	14,6
Gas & Power	2.896	1.758	(1.138)	(39,3)
Refining & Marketing	149	(273)	(422)	
Petrolchimica	(86)	(424)	(338)	
Ingegneria & Costruzioni	1.302	1.422	120	9,2
Altre attività	(1.384)	(427)	957	
Corporate e società finanziarie	(361)	(319)	42	11,6
Effetto eliminazione utili interni	(271)	(189)	82	
	16.111	**17.435**	**1.324**	**8,2**

L'utile operativo adjusted, che, come è noto, si calcola escludendo l'utile di magazzino ed altre voci, costituite da oneri netti è aumentato, nel 2011, di 670 milioni, in conseguenza delle variazioni sopradette, come mostra la tabella che segue:

milioni di euro

	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	**16.111**	**17.435**	**1.324**	**8,2**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(881)	(1.113)		
Esclusione special item	2.074	1.652		
di cui:				
- *oneri proventi non ricorrenti*	*(246)*	*69*		
- *altri special item*	*2.320*	*1.583*		
Utile operativo adjusted	**17.304**	**17.974**	**670**	**3,9**
Dettaglio per settore di attività				
Exploration & Production	13.884	16.077	2.193	15,8
Gas & Power	3.119	1.946	(1.173)	(37,6)
Refining & Marketing	(171)	(535)	(364)	
Petrolchimica	(113)	(276)	(163)	
Ingegneria & Costruzioni	1.326	1.443	117	8,8
Altre attività	(205)	(226)	(21)	(10,2)
Corporate e società finanziarie	(265)	(266)	(1)	(0,4)
Effetto eliminazione utili interni	(271)	(189)	82	
	17.304	**17.974**	**670**	**3,9**

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

- Exploration & Production, l'utile operativo adjusted di +2.193 milioni di euro (pari ad un incremento del 15,8% rispetto al risultato del 2010) è da riferirsi all'aumento del prezzo in dollari degli idrocarburi;
- Gas & Power, la contrazione di per 1.173 milioni di euro, è da riferirsi alla negativa performance dell'attività di mercato;
- Refining & Marketing, ha registrato un aumento della perdita (da –171 milioni di euro nel 2010 a –535 milioni di euro nel 2011), a causa della flessione dei margini di raffinazione e della debolezza della domanda di prodotti, penalizzata dal clima economico recessivo;
- Petrolchimica, la perdita è aumentata (-163 milioni di euro), a seguito della flessione dei margini unitari e del calo delle vendite;
- Ingegneria & Costruzioni, l'utile operativo è aumentato, nel 2011, di 117 milioni di euro (pari al 8,8%), per effetto della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Nel 2011, sono ammontati, complessivamente, a 1.129 milioni di euro, con un incremento di 402 milioni di euro rispetto al 2010. Tale maggiore saldo negativo è da riconnettersi alla crescita degli oneri finanziari sul debito (-154 milioni di euro), dovuta all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio e del costo del debito in funzione dell'andamento degli spread e dei principali benchmark di mercato per finanziamenti in euro, nonché alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (-102 milioni di euro), privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting[129].

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni, che sono ammontati a 2.171 milioni di euro, concernono, principalmente, le quote di competenza dei risultati netti delle imprese partecipate (valutate con il metodo del patrimonio netto)[130], per 544 milioni di euro; i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo[131], per 659 milioni di euro e dalle plusvalenze per 1.125 milioni di euro, riferite, essenzialmente, al provento rilevato a

[129] Previsto dallo Ias 39
[130] Principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production
[131] In particolare da Nigeria LNG Ltd

fronte della cessione di partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia e delle attività di distribuzione del gas in Brasile.

UTILE ANTE IMPOSTE

Dalla tabella del conto economico risulta che nel 2011 l'utile ante imposte è aumentato (da 16.540 a 18.477 milioni di euro, rispettivamente, nel 2010 e nel 2011). Tale aumento ha determinato quello (del 16,6%) del totale delle imposte sul reddito, passate dai 9.157 milioni di euro del 2010 ai 10674 milioni di euro del 2011, il dettaglio delle quali è riportato nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**2010**	**2011**
Imposte correnti:		
- imprese italiane	1.315	1.408
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	7.893	8.286
- imprese estere	521	635
	9.729	**10.329**
Imposte differite ed anticipate nette:		
- imprese italiane	(474)	(435)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(97)	936
- imprese estere	(1)	(156)
	(572)	**345**
	9.157	**10.674**

UTILE NETTO

Come evidenziato nella tabella del paragrafo 8.3., l'utile netto conseguito dall'Eni nel 2011, di 6.860 milioni di euro, è risultato superiore di 542 milioni di euro rispetto a quello ottenuto nel 2010 (+8,6%). Incremento da riconnettersi, principalmente, all'evidenziato miglioramento della performance operativa del settore Exploration & Production, determinato, come visto, dall'andamento favorevole del mercato petrolifero. L'incremento dell'utile è stato favorito anche dalle plusvalenze derivanti dalla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia.

L'aumento dell'utile nel 2011, ha determinato anche quello dell'utile netto per azione, come mostra il prospetto analitico che segue[132]:

[132] 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 3.622.405.852, di 3.622.454.738 e di 3.622.616.182, rispettivamente, negli esercizi 2009, 2010 e 2011

	2010	2011
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni *(ammontare in euro per azione)*		
- semplice	1,74	1,89
- diluito	1,74	1,89

Return on average capital employed (ROACE)

Il Roace (indice di rendimento del capitale investito) per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima delle interessenze 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 38% prevista dalla normativa fiscale italiana. 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 – come mostra la tabella che segue - è calcolato quale 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.

(milioni di euro)

2010	E&P	G&P	R&M	Gruppo
Utile netto adjusted	**5.600**	**2.558**	**(49)**	**7.934**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito *(al netto dell'effetto fiscale)*	0	0	0	337
Utile netto adjusted unlevered	**5.600**	**2.558**	**(49)**	**8.721**
Capitale investito netto adjusted				
· a inizio periodo	32.455	24.754	8.105	73.106
· a fine periodo	37.646	22.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio adjusted	**35.051**	**26.012**	**7.982**	**77.172**
ROACE adjusted (%)	**16,0**	**9,8**	**(0,6)**	**10,7**

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 2009, 2010 e 2011, le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano quelle 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 3.622.438.937, di 3.622.469.713 e di 3.622616.182, rispettivamente, negli esercizi 2009, 2010 e 2011

2011	E&P	G&P	R&M	Gruppo
Utile netto adjusted	**6.866**	**1.541**	**(262)**	**7.912**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito *(al netto dell'effetto fiscale)*	0	0	0	454
Utile netto adjusted unlevered	**6.866**	**1.541**	**(262)**	**8.366**
Capitale investito netto adjusted				
- a inizio periodo	37.646	27.346	8.321	81.847
- a fine periodo	42.024	22.660	8.600	82.701
Capitale investito netto medio adjusted	**39.835**	**27.503**	**8.461**	**84.774**
ROACE adjusted (%)	**17,2**	**5,6**	**(3,1)**	**9,9**

8.4. Rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato (e che contiene anche i dati del rendiconto finanziario), viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere 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.

Tale collegamento è operato tramite il "free cash flow", che costituisce l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

(milioni di euro)

	2010		2011	
	Valori da schema legale	*Valori da schema riclassificato*	*Valori da schema legale*	*Valori da schema riclassificato*
Utile netto		**7.383**		**7.803**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		9.024		9.095
- ammortamenti	8.881		8.297	
- svalutazioni nette di attività materiali ed immateriali	698		1.021	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(537)		(544)	
- altre variazioni	(39)		331	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	21		(10)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(552)		(1.170)
Dividendi, interessi ed imposte		9.368		10.651
- dividendi	(264)		(659)	
- interessi attivi	(96)		(101)	
- interessi passivi	571		737	
- imposte sul reddito	9.157		10.674	
Variazione del capitale di esercizio		(1.720)		(2.176)
- rimanenze	(1.150)		(1.422)	
- crediti commerciali	(1.918)		(370)	
- debiti commerciali	2.770		162	
- fondi per rischi ed oneri	588		122	
- altre attività e passività	(2.010)		(668)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.809)		(9.821)
- dividendi incassati	799		997	
- interessi incassati	126		100	
- interessi pagati	(600)		(893)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.134)		(10.025)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**14.964**		**14.382**
Investimenti tecnici		(13.870)		(13.438)
- attività materiali	(12.308)		(11.658)	
- attività immateriali	(1.562)		(1.780)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(410)		(360)
- partecipazioni	(267)		(245)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(143)		(115)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		1.113		1.912
- attività materiali	272		154	
- attività immateriali	57		41	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	215		1.006	
- partecipazioni	569		711	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		228		627
- investimenti finanziari: titoli	(50)		(62)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(866)		(715)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	261		379	
***Riclassifica**: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	63		47	
- disinvestimenti finanziari: titoli	14		128	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	841		695	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	2		243	
***Riclassifica**: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	*(37)*		*(88)*	

segue Rendiconto finanziario riclassificato

milioni di euro

	2010		2011	
	Valori da schema legale	*Valori da schema riclassificato*	*Valori da schema legale*	*Valori da schema riclassificato*
Free cash flow		**1.755**		**3.123**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(26)		41
***Riclassifica**: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(63)		(47)	
***Riclassifica**: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	37		88	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.272		1.104
- assunzione debiti finanziari non correnti	2.953		4.474	
- rimborso di debiti finanziari non correnti	(3.327)		(889)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	2.646		(2.481)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.099)		(4.327)
- apporti netti di capitale proprio da terzi			26	
- dividendi distribuiti agli azioni Eni	(3.622)		(3.695)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(514)		(549)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(126)	
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	37		17	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		39		10
Flusso di cassa netto del periodo		**(59)**		**(49)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

milioni di euro

	2010	2011	Var. ass.
Free cash flow	**1.755**	**3.123**	**1.368**
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(33)		33
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(192)	(192)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari ed altre variazioni	(687)	(517)	170
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)	(228)
Variazione dell'indebitamento finanziario netto	**(3.064)**	**(1.913)**	**1.151**

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2011 è stato di 14.382 milioni di euro. I fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (13.438 milioni di euro), finanziari (360 milioni di euro) ed al pagamento dei dividendi (4.247 milioni di euro), sono stati, parzialmente, assorbiti dal flusso di cassa netto da attività operativa e dagli incassi da dismissioni, determinando un incremento (1.913 milioni di euro) dell'indebitamento finanziario netto del bilancio 2011 rispetto al bilancio 2010.

I cennati **investimenti tecnici** di 13.438 milioni di euro (13.870 milioni di euro nel 2010) sono stati relativi, principalmente:

- ✓ allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (per 7.357 milioni di euro) in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Congo, Egitto ed alle attività di esplorazione per 1.210 milioni di euro;

- ✓ al settore Ingegneria & Costruzioni (per 1.090 milioni di euro) per il potenziamento della flotta;
- ✓ allo sviluppo ed al mantenimento della rete di trasporto in Italia (per 898 milioni di euro) e di distribuzione del gas (per 337 milioni di euro), della capacità di stoccaggio (per 294 milioni di euro);
- ✓ all'attività di raffinazione e logistica (per 629 milioni di euro) per il miglioramento degli impianti e per la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (per 228 milioni di euro).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (1.912 milioni di euro) concernono, principalmente, le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia, le attività di distribuzione gas in Brasile e gli asset marginali del settore Exploration & Production.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (4.327 milioni di euro), come già cennato, ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.695 milioni di euro, di cui 1.884 milioni di euro relativi all'acconto dividendo 2010) e (per 552 milioni di euro) di Snam Rete Gas e Saipem e altre minority, nonché l'acquisto di ulteriori quote della controllata Altergaz ed altre minori (per 126 milioni di euro).

8.5 Il consolidato di sostenibilità

CRITERI DI REDAZIONE

Nel 2010, dopo la quarta edizione di un separato bilancio annuale di sostenibilità, Eni ha impostato l'elaborazione di un bilancio integrato[133], per porre in evidenza come la sostenibilità sia ricompresa nelle strategie dell'azienda. Il documento si rivolge, principalmente, alla comunità finanziaria per rappresentare come la Società crei valore sostenibile attraverso la gestione integrata del business, evidenziando le connessioni tra fattori finanziari e non finanziari e gli impatti degli stessi sulle performance di lungo periodo. Il reporting Eni ha ottenuto il livello di applicazione del G.R.I.[134] A+.

Nel 2011, Eni ha proseguito lungo tale linea, prevedendo, nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale, la presentazione di informative finanziarie e di sostenibilità e corredando la relazione annuale di una specifica sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità", che riporta i principali indicatori sostenibilità.

In particolare, il reporting di sostenibilità 2011 comprende: la Relazione Finanziaria Annuale (RFA) o Bilancio integrato (che contiene le informative di sostenibilità di maggior rilievo) ed il documento "Eni for 2011", che evidenzia la performance ed i sistemi di gestione della sostenibilità oltre che il contributo di Eni agli Obiettivi del Millennio delle Nazioni Unite.

Il reporting 2011 del Gruppo, è predisposto in conformità con le "Linee guida per il reporting di sostenibilità, versione 3.1" emesse dal G.R.I., con particolare riferimento ai principi della materialità, della completezza, dell'inclusività degli stakeholder e del contesto di sostenibilità.

MATERIALITÀ E INCLUSIVITÀ DEGLI STAKEHOLDER

L'analisi di materialità è volta a definire i temi più rilevanti per l'azienda e per i principali stakeholder di riferimento.

Il livello di interesse e la significatività esterna degli argomenti, derivano dal contesto nel quale Eni opera, dall'evoluzione delle tendenze che caratterizzano non solo il settore energetico ma anche l'intero panorama internazionale e dagli impegni assunti da Eni a livello internazionale.

---

[133] Secondo le indicazioni dell'International Reporting Committee e delle Associazioni Professionali, i principi indicati nelle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines, definite nel 2006 dal Global Reporting Initiative

[134] Global Reporting Iniziative

Gli stakeholder considerati nella definizione della materialità comprendono agenzie di rating, istituzioni, governi, associazioni internazionali, ONG, persone di Eni.

Il livello di significatività interno delle tematiche di sostenibilità è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia di breve e lungo termine, osservata anche alla luce della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione.

PERIMETRO DI REPORTING E CONTESTO DI SOSTENIBILITÀ

Il consolidato di sostenibilità contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni, del periodo 2009-2011 ed il commento al trend dei principali indicatori di Sostenibilità nel triennio di riferimento.

Le relative informazioni si riferiscono a Eni SpA ed alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del Bilancio Consolidato 2011, ad accezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo.

PRINCIPI DI GARANZIA DI QUALITÀ DEL REPORTING DI SOSTENIBILITÀ

I dati del consolidato di sostenibilità relativi alle performance, raccolti attraverso un apposito sistema informativo, sono rivolti a fornire un quadro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte alla certificazione di una società indipendente, verificatrice del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 del Gruppo Eni.

METODOLOGIE DI CALCOLO

Si riporta di seguito la metodologia di calcolo del Valore Aggiunto.

Il *Valore Aggiunto* rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività, con riferimento, ai dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); alla Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); ai finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); agli azionisti (dividendi distribuiti); all'azienda (quota utile reinvestito).

Il prospetto che segue riassume il trend del valore aggiunto nell'ultimo triennio:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Valore aggiunto distribuito totale	17.341	22.349	24.381
- di cui alle risorse umane	4.515	5.043	4.982
- di cui agli azionisti	3.972	4.136	4.339
- di cui agli Stati e alle Pubbliche Amministrazioni	6.756	9.157	10.674
- di cui ai finanziatori	753	766	922
- di cui al sistema impresa	1.345	3.247	3.464

Il valore aggiunto, nel 2011, è stato pari a 24.381 milioni di euro, in aumento rispetto al periodo precedente per l'incremento del risultato operativo sostenuto dalla crescita del prezzo del petrolio e dell'impegno per il recupero della produzione libica.

E' stato così ripartito:

- 44% allo Stato e Pubbliche amministrazioni, attraverso le imposte sul reddito sia di imprese italiane che di imprese estere;
- 20% alle risorse umane (remunerate attraverso salari, stipendi e oneri sociali);
- 18% agli azionisti (remunerati attraverso la distribuzione dei dividendi);
- 14% al sistema impresa (remunerato attraverso la quota di utile netto reinvestito in azienda);
- 4% ai finanziatori (remunerati attraverso gli oneri finanziari).

INFORMATIVA SULLE MODALITÀ DI GESTIONE

Modello di gestione della Sostenibilità

Il modello Eni è disciplinato da un sistema normativo a presidio di tutti i processi del Gruppo. Il modello organizzativo prevede che la funzione Sostenibilità svolga funzioni di coordinamento, indirizzo, reporting e di gestione delle relazioni con gli stakeholder ed il territorio.

La gestione della sostenibilità è governata al sistema normativo Eni, composto da disposizioni di legge, dallo Statuto, del Codice Etico, dal Codice di Autodisciplina e dal CoSo Report e nel quale sono individuati specifici ruoli e responsabilità. Ogni anno Eni definisce gli obiettivi prioritari e le aree di miglioramento di Sostenibilità, indicate nel piano di Sostenibilità pluriennale, attraverso l'analisi dello scenario internazionale, delle esigenze degli Stakeholder, degli impegni presi e della performance dell'azienda.

Obiettivi, performance, monitoraggio e follow-up

Il piano industriale dell'azienda recepisce gli obiettivi prioritari di sostenibilità e li declina in progetti concreti. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla funzione Sostenibilità.

Al fine di gestire i propri impatti e di monitorare le proprie performance, Eni si

è dotata di un sistema di reporting di sostenibilità che valuta periodicamente gli obiettivi ed i risultati raggiunti.

Formazione ed informazione

Eni ha pianificato percorsi di formazione e di sensibilizzazione sui diversi aspetti legati alla sostenibilità rivolti ai vari target di popolazione aziendale.

Anche per i componenti del Consiglio di Amministrazione sono previste iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la board induction.

INFORMAZIONI ADDIZIONALI

La strategia Eni di crescita e di creazione di valore sostenibile concerne, tra gli altri, i seguenti settori e materie

Ambiente

Eni aggiorna, costantemente, un sistema di gestione integrato salute, sicurezza e ambiente (HSE), che costituisce il riferimento per tutte le unità produttive e prevede un'attività sistematica di audit integrati. Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute ed Ambiente di Eni e composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

Condizioni di lavoro e sicurezza della collettività

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario nello svolgimento delle attività di Eni, che gestisce la salute e la sicurezza delle persone secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali.

Diritti umani

Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei diritti umani in tutte le azioni dell'azienda, a seguito della quale, è stato avviato il progetto Human Rights Compliance Assessment e, nel 2011, è stato istituito un Gruppo di Lavoro sui Diritti Umani per la realizzazione della due diligence e delle altre indicazioni contenute nei Guiding Principles dell'ONU.

Società civile

Eni valuta i vari impatti generati dalle proprie attività, assicurandone la mitigazione ed attuando processi di miglioramento. Dal 2008 è stato integrato nel sistema di gestione HSE, uno standard dedicato all'Environmental and Social Impact Assessment (ESIA) da applicare a tutti i nuovi progetti.

E' stata anche creata l'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza ed assistenza specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate.

Responsabilità di prodotto

Le politiche commerciali di Eni sono finalizzate ad assicurare la qualità dei beni e dei servizi, la sicurezza e la tutela della privacy. Eni è anche impegnata nel consolidamento del sistema di relazioni con le Associazioni dei consumatori al fine di garantire un dialogo costante ed immediato. Ognuno dei prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati venduti ha una scheda dati sicurezza conforme allo standard europeo fissato dal Regolamento REACH.

LE SPESE PER IL TERRITORIO

Nel 2011 la spesa complessiva, a favore del territorio è ammontata a circa 102 milioni di euro ed ha riguardato gli investimenti a favore delle comunità, le liberalità, le quote di adesione ad organismi associativi, le sponsorizzazioni, i contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e ad Eni Foundation. Circa 70 milioni di euro (il 70% del totale) sono stati investiti in progetti "sociali" per favorire e promuovere lo sviluppo delle comunità e dei Paesi di cui Eni è ospite, stabiliti nell'ambito di accordi o convenzioni con gli stakeholder locali. La spesa è diminuita nel 2011 per effetto dell'interruzione delle attività in Libia a seguito degli eventi bellici della scorsa primavera.

CAMBIAMENTO CLIMATICO

		2009	2010	2011
Emissioni dirette di GHG	(ton CO_2 eq)	57.694.175	60.642.340	51.099.412
- di cui CO_2 equivalente da flaring		13.839.353	13.834.988	9.553.894
- di cui CO_2 equivalente da venting		2.192.202	2.340.021	1.033.017
- di cui CO_2 equivalente da CH_4 (metano)		5.085.309	5.461.211	4.498.120
- di cui CO_2 da combustione e da processo	(ton)	36.587.311	39.006.120	36.014.381
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2)	(ton CO_2 eq)	1.564.779	1.568.361	1.757.463
Emissioni indirette di CO_2 da vendite di prodotti (Scope 3)	(mln ton)	318,012*	304,302*	299,879
Volume di gas inviato a flaring	(MSm^3)	6.359,44	6.226,00	4.433,00
Volume di gas inviato a venting		17,50	30,69	26,32
Emissioni di CO_2eq / produzione di idrocarburi 100% operata netta	(tonCO_2eq/tep)	0,245	0,245	0,206
Emissioni di CO_2eq/kWheq (EniPower)	(kgCO_2eq/kWh eq)	0,410	0,407	0,410
Emissioni di CO_2eq/gas distribuito (Italgas)	(tonCO_2eq/Mm^3)	87,68	92,86	87,00
Emissioni di CO_2eq/uEDC (R&M)	(tonCO_2eq/kbbl /SD)	1.240	1.284	1.230
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero)	59	59	59
Emissioni di CO_2 da impianti Eni soggetti all'EU ETS	(tonCO_2eq)	24.806.516	26.138.557	24.226.969
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.900.339	26.972.447	26.375.552

* La serie storica è stata rivista includendo oltre alle emissioni di Co_2 da vendite di prodotti anche le emissioni da attività appaltate a terzi da E&P

Nel 2011, le emissioni di gas serra si sono ridotte del 16% rispetto al 2010. La riduzione maggiore si è registrata nelle attività della Divisione E&P, le cui emissioni di CO_2.equivalente da flaring e da venting si riducono rispettivamente del 31% e del 56% rispetto al 2010.

Tale risultato è in linea con i programmi di flaring down, i quali prevedono importanti investimenti allo scopo di pervenire all'abbattimento, entro il 2015, dell'80% del flaring rispetto al volume bruciato nel 2007. In ambito Emission Trading (ETS), nel 2011 le emissioni di gas serra sono inferiori del 7% rispetto al 2010, tutti i settori coinvolti hanno registrato un andamento decrescente.

EMISSIONI IN ATMOSFERA

		2009	2010	2011
Emissioni di NOx *(ossidi di azoto)*	*ton NO_2eq*	112.263	107.724	98.117
Emissioni di NOx/produzione di idrocarburi 100% operata netta	*ton NO_2eq/ktep*	0,565	0,503	0,486
Emissioni di NOx/kWheq *(EniPower)*	*g NO_2eq/kWheq*	0,193	0,195	0,165
Emissioni di NOx/lavorazioni di greggio e semilavorati *(raffinerie R&M)*	*ton NO_2eq/kton*	0,31	0,29	0,27
Emissioni di SOx *(ossi di zolfo)*	*ton SO_2eq*	45.988	50.085	37.940
Emissioni di SOx/produzione di idrocarburi 100% operata netta	*ton SO_2eq/ktep*	0,114	0,103	0,055
Emissioni di SOx/kWheq *(EniPower)*	*g SO_2eq/KWheq*	0,059	0,050	0,037
Emissioni di SOx/lavorazioni di greggio e semilavorati *(raffinerie R&M)*	*ton SO_2eq/kton*	0,92	1,03	0,91
Emissioni di NMVOC *(Non methan volatile organic compounds)*	*ton*	75.392	68.490	46.228
Emissioni di PST *(Particolato sospeso totale)*		3.973	3.783	3.297
Spese ed investimenti protezione aria	*migliaia di euro*	279.278	71.715	46.736
- *spese correnti*		20.390	19.680	16.608
- *investimenti*		258.888	52.035	30.128

La riduzione delle emissioni di NOx (-8,9%) è riconducibile essenzialmente al

settore E&P, ma anche ad altri settori, quali G&P (-22,2%), R&M e Petrolchimica (-15%).

Si registra una riduzione delle emissioni totali di SOx di circa il 24% rispetto al 2010. L'andamento è determinato principalmente dai settori E&P e Raffinazione. La diminuzione che si rileva in E&P, di oltre il 50% rispetto all'esercizio 2010, è da ricondursi non solo al calo della produzione libica, ma anche alla riduzione registrata in Kazakhstan presso KPO del gas flared e del consumo di gasolio nei siti a carattere temporaneo.

Nel settore raffinazione (che costituisce circa il 60% del dato consolidato Eni) la variazione (-18% circa rispetto al 2010) è da attribuire sia alla parziale sostituzione dell'olio combustibile con gas naturale, sia ad interventi di risparmio energetico.

LE BONIFICHE E LA TUTELA DEL PAESAGGIO

		2009	2010	2011
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare	(ton)	10.180.216	10.490.267	10.863.767
- di cui pericolosi		3.009.847	3.041.491	2.924.220
- di cui non pericolosi		7.170.369	7.448.776	7.939.547
Spese e investimenti Bonifiche suolo e falda	migliaia di euro	518.041	296.655	336.525
- Spese correnti		325.016	257.749	271.582
- Investimenti		193.025	38.906	64.943

Le attività di bonifica in Italia sono realizzate principalmente attraverso Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (68% delle spese nel 2011) seguita da R&M (19%) e dal comparto petrolchimica con l'8%.

Nel 2011 è proseguito il processo di risanamento ambientale dei maggiori siti italiani (Gela, Priolo, Assemini, Pto.Marghera etc.).

Nel 2011 la spesa complessiva per le bonifiche è stata di circa 337 milioni di euro.

Syndial prevede la conclusione nel 2012 del progetto Green Remedation (Porto Torres ha rappresentato il sito "pilota") e delle linee guida del "Green Procurement" per l'introduzione di criteri di eccellenza nella gestione delle bonifiche.

Le attività di bonifica all'estero sono condotte principalmente dalla divisione E&P.

OIL SPILL

		2009	2010	2011
Numero totale di oil spill[a]	(numero)	308	330	418
Volume totale di oil spill[a] [b]	(barili)	21.547	22.964	13.422
- da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	6.127
- da incidenti		6.259	4.269	7.295
Spese e investimenti Prevenzione spill	migliaia di euro	n.d.	13.655	40.530
- Spese correnti		n.d.	5.699	4.252
- Investimenti		n.d.	7.956	36.278

[a] Per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile

[b] Per il 2009 il volume totale di spill non comprende il settore Ingegneria & Costruzioni

Il volume complessivo sversato, a seguito di oil spill, è diminuito di circa il 41%, con riferimento, in particolare, alla voce relativa agli atti di sabotaggio (-67%). Per gli oil spill operativi, nel 2011, si è verificato in Algeria, presso Saipem, un evento di oil spill pari a 3.774 barili, per la fuoriuscita di greggio ad alta pressione causata da un mezzo operativo.

9. Considerazioni conclusive

Anche nel 2011, Eni ha conseguito risultati significativi, con un utile netto di 6,86 miliardi di euro (in aumento, rispetto al 2010, dell'1,5%) ed un utile netto adjusted di 6,97 miliardi di euro (in lieve incremento rispetto al 2010, esercizio nel quale era ammontato a 6,87 miliardi di euro).

La crescita del prezzo del petrolio e l'andamento del cambio euro/dollaro, hanno fatto sì che, anche per il decorso esercizio, la migliore performance sia stata quella del settore Exploration & Production, che ha ottenuto un utile operativo adjusted di 16,1 miliardi di euro.

Tale positivo risultato ha compensato sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia il peggioramento della performance delle divisioni Gas & Power, Refining & Marketing e Petrolchimica, determinato dalla recessione economica e dell'accresciuta concorrenza.

Gli investimenti per 13,8 miliardi di euro e la remunerazione degli azionisti[135] sono stati coperti da un flusso di cassa netto da attività operative (cash flow) di 14,38 miliardi di euro e da 1,9 miliardi di euro incassati dai disinvestimenti.

Al 31 dicembre 2011, il leverage è risultato di 0,46 (0,47 al termine del 2010) e la remunerazione del capitale investito (Roace) è stata del 9,9% su base adjusted.

Sotto il profilo operativo, si è segnalato nel referto che, a seguito del blocco temporaneo della produzione in Libia, la produzione di idrocarburi, ammontata, complessivamente, a 1,58 milioni di boe/giorno, è diminuita rispetto al 2010. Eni prevede, per il prossimo quadriennio, una crescita media annua del 3%, per pervenire, a fine periodo, alla produzione di 2,03 milioni di boe/giorno.

Al 31 dicembre 2011, le riserve certe di idrocarburi sono state pari a 7,09 miliardi di barili, con una vita residua di 12,3 anni.

Nel settore Gas & Power, la riduzione dei consumi, la concorrenza e gli effetti dell'indisponibilità del gas libico, sono state parzialmente compensate dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento e dall'aumento delle vendite nei principali mercati europei, che ha consentito di pervenire, per le vendite di gas, al risultato di 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con quello conseguito nel 2010. L'utile operativo è, comunque, diminuito del 38%.

Rilevante è stato l'aumento delle perdite operative nel settore Refining & Marketing (-535 milioni di euro) causato dal basso livello dei margini di raffinazione e dalla riduzione della domanda di carburanti. Le lavorazioni si sono ridotte dell'8% (32

[135] E' stato distribuito l'importo di 1,04 euro per azione (a fronte dell'1,00 euro per azione erogato nel 2010), del quale 0,52 euro per azione distribuito nel settembre del 2011

milioni di tonnellate) e le vendite Rete in Italia sono diminuite del 3%:

Anche la Petrolchimica è risultata in difficoltà, avendo fatto registrare una perdita operativa di 276 milioni di euro, per i diminuiti volumi di vendita; è migliorata, invece, la redditività degli elastomeri e degli stirenici, in virtù dell'elevato contenuto tecnologico degli stessi.

Importanti profitti operativi ha ottenuto Saipem, pari a 1,44 miliardi di euro, con ordini per oltre 20 miliardi di euro.

Sotto un profilo più generale, può affermarsi che il 2011 è stato un anno caratterizzato da considerevoli progressi e che ha ingenerato importanti profili di crescita a medio e lungo termine, pur nella difficoltà della situazione economica generale.

Notevoli sono stati i successi esplorativi. In Mozambico (nell'offshore di Mamba), è stato scoperto un eccezionale giacimento, la cui potenzialità, stimata in 1.340 miliardi di metri cubi di gas, fa intravedere elevate possibilità di sviluppo vero l'Asia, ove la domanda ha ritmi in costante crescita. Nel 2011, sono state effettuate altre importanti scoperte in Angola, nel mare di Barents, in Indonesia, nel Ghana, negli Stati Uniti. Sono stati firmati importanti accordi per l'esplorazione di idrocarburi non convenzionali in Cina, Ucraina ed Algeria; sono stati firmati contratti per la fornitura di gas dal Venezuela e dalla Liberia.

Risultato molto importante è stato, nel 2011, quello del ripristino delle attività in Libia, che ha consentito il recupero quasi integrale della produzione antecedente agli eventi bellici (per il 2012 si prevede una produzione di 240 mila boe/giorno, rispetto alle 110 mila boe/giorno del 2011 ed alle 280 mila boe/giorno circa del 2010).

La recessione economica ha avuto ricadute sfavorevoli in specie nei settori del gas, della raffinazione e della petrolchimica.

Quanto, in particolare, alla divisione Gas & Power, la Società sta rinegoziando i principali contratti di approvvigionamento; è stato chiuso il negoziato con la Sonatrach e nel 2012 quello con Gazprom, il cui beneficio economico è retroattivo al 2011.

Si riassumono di seguito le principali risultanze economico-finanziarie del 2011, ponendole a raffronto con quelle ottenute nel 2010.

		2010	2011
Ricavi della gestione caratteristica	*(milioni di euro)*	98.523	**109.589**
Utile operativo		16.111	**17.435**
Utile operativo adjusted		17.304	**17.974**
Utile netto[a]		6.318	**6.860**
Utile netto adjusted[a]		6.869	**6.969**
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.694	**14.382**
Dividendi pagati nell'esercizio		3.622	**3.695**
Totale attività		131.860	**142.945**
Debiti finanziari ed obbligazioni		27.783	**29.597**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.728	**60.393**
Indebitamento finanziario netto		26.119	**28.032**
Capitale investito netto		81.847	**88.425**
Numero di azioni in circolazione	*Milioni*	3.622,7	**3.622,7**

[a] Di competenza Eni

Nel 2011, Eni SpA ha conseguito un utile netto d'esercizio di 4,21 miliardi di euro (in diminuzione, rispetto al 2010, del 31,8%) ed un patrimonio netto di 35,2 miliardi di euro (in lieve incremento, rispetto al 2010, esercizio nel quale era ammontato a 34, 7 miliardi di euro);

Anche nel presente referto sono state evidenziate le risultanze dell'ampia attività negoziale posta in essere da Eni, e forniti elementi sul valore complessivo dell'attività di procurement non core nel 2011; sulle tipologie più rilevanti dei vari atti negoziali; sul numero ed il valore dei contratti superiori ai 500.000 euro; sulle procedure di affidamento più utilizzate; sull'attività di audit e sul contenzioso relativo al settore.

La complessa struttura organizzativa è risultata adeguata per una società quale è l'Eni, che realizza la gran parte della propria attività operativa all'estero.

Proprio l'ampiezza e la varietà dell'azione operativa ed i delicati riflessi che ne possono derivare hanno indotto la Società ad impostare, nel tempo, un Sistema di controllo interno che, pur nella sua complessità, si rivela idoneo a supportare ed a seguire con efficienza e tempestività l'attività della Società e del Gruppo, costantemente anche verificandone la coerenza con le numerose previsioni legislative e regolamentari che li riguardano.

Sistema molto articolato che, pur rivelandosi, in concreto, molto efficace, andrebbe valutato al fine di ottimizzarne l'efficienza, anche attraverso una sua semplificazione e razionalizzazione, in linea, peraltro, con le nuove disposizioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, cui Eni ha aderito con delibera del 26 aprile 2012. Nel Codice è stata, in particolare, enfatizzata la centralità del "rischio" nel

sistema dei controlli e definiti alcuni principi volti alla razionalizzazione del sistema, articolando in modo chiaro ruoli e responsabilità degli attori coinvolti e raccomandando il coordinamento tra gli stessi. Principi che, peraltro, avevano già trovato in Eni una prima attuazione nell'ambito di una serie di iniziative avviata negli ultimi anni ed inquadrabili nel naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso.

Come per il passato, l'attività operativa della Società, ed in specie quella svolta nei Paesi diversi da quelli europei e nordamericani, risulta fortemente condizionata dalla situazione sociale e politica di tali Paesi, frequentemente interessata da cambiamenti del quadro politico, da crisi economiche, da conflitti sociali ed internazionali, da sabotaggi, da modifiche unilaterali delle previsioni contrattuali, da variazioni della fiscalità, ecc..

Si è cennato, nel precedente referto, agli effetti che sull'attività operativa della Società potranno derivare, in un prossimo futuro, dal decreto legislativo n. 93/2011 di recepimento della direttiva 2009/073/CE, che ha previsto l'adozione da parte di Snam Rete Gas, del modello I.T.O. (Indipendent Transmission Operator) e cioè della cosiddetta "separazione funzionale rafforzata", che rende più stringente l'unbundling già operante nel gruppo Eni.

Nella presente relazione sono stati evidenziati i principali profili di tale complessa operazione, che è stata in concreto avviata nel 2012, con l'adozione (ai sensi dell'art. 15 del D.L. n. 1/2012, convertito nella Legge n. 27/2012) del D.P.C.M. in data 25 maggio, che ha disposto che Eni proceda alla riduzione della propria partecipazione azionaria in Snam (anche al fine di assicurare la più ampia diffusione dell'azionariato tra i risparmiatori), cedendo alla Cassa Depositi e Prestiti una quota non inferiore al 25,1% del capitale di Snam ed, in un periodo successivo, la quota residua.

In attuazione di tali previsioni, Eni cederà alla Cassa Depositi e Prestiti una quota di controllo del capitale Snam pari a circa il 30% meno 1 azione (n. 1.013,6 milioni di azioni), a fronte di un corrispettivo convenuto in 3,47 euro per azione (per un totale di 3.517 milioni di euro).

Nel prossimo referto potranno fornirsi elementi più dettagliati sull'operazione, che il CdA di Eni ha approvato il 30 maggio 2012.

Nel 2011, non si è addivenuti alla definizione della transazione globale in materia ambientale avviata negli anni decorsi, di cui si è riferito nel precedente referto.

La transazione concerne il risanamento di nove "siti di interesse nazionale"

(Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela) dai rilevanti danni prodotti nel tempo (peraltro non addebitabili all'azione di Eni o di società da questa controllate).

Le trattative per la conclusione dell'operazione sono state riprese con il nuovo Governo, che ha confermato l'interesse alla stessa, sulla base di un'impostazione che privilegia gli interventi di ripristino in luogo del risarcimento in denaro.

Quanto sopra evidenziato – come operato nel precedente referto -, si riassumono, brevemente, di seguito, le prospettive per il 2012.

Nel 2012 sono prevedibili elementi di incertezza a causa del permanere di difficoltà per la ripresa economica e della volatilità dei mercati. Il prezzo del petrolio dovrebbe mantenersi su livelli consistenti, anche in seguito all'aumento dei consumi dell'economia cinese e dei Paesi emergenti.

Scarse appaiono le prospettive di ripresa della domanda del gas, mentre dovrebbe permanere l'eccesso dell'offerta; anche i margini di raffinazione (settore R&F) rimarranno bassi ed il consumo di carburante in diminuzione.

Per il prossimo quadriennio Eni prevede di investire 59,6 miliardi di euro (+11% rispetto al precedente piano quadriennale), anche nella prospettiva dell'avvio degli importanti progetti in Mozambico, Nigeria e Norvegia.

L'obiettivo della crescita della produzione di idrocarburi è di 2,03 milioni di barili/giorno per il 2015.

Sono stimate favorevoli le prospettive nel settore Ingegneria & Costruzioni, che conta su di un know low di livello mondiale e su di un solido portafoglio di commesse.

Provvedimenti legislativi e normativi

Si fa menzione, di seguito, solo dei più rilevanti dei numerosi provvedimenti legislativi e normativi, sia nazionali che comunitari, che, nel 2011, hanno recato disposizioni di interesse per l'attività:

- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011,** recante "Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 4 febbraio 2011**, recante "Procedure operative di attuazione del decreto 21 gennaio 2011 e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo, ai sensi dell'articolo 13, comma 4 del decreto 21 gennaio 2011.
- ✓ **Legge 26 febbraio 2011, n. 10,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 29 dicembre 2010, n. 225, recante "Proroga di termini previsti da disposizioni legislative e di interventi urgenti in materia tributaria e di sostegno alle imprese ed alle famiglie";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2011,** recante "Determinazione degli ambiti territoriali, nel settore della distribuzione del gas naturale";
- ✓ **Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28,** recante "Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 4 marzo 2011,** recante "Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 22 marzo 2011,** recante "Procedure operative di attuazione del decreto ministeriale del 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'art. 15,comma 5, del decreto ministeriale 4 marzo 2011;
- ✓ **Decreto Legislativo 11 aprile 2011, n. 61,** recante "Attuazione della Direttiva 2008/114/CE recante l'individuazione e la designazione delle infrastrutture critiche europee e la valutazione della necessità di migliorarne la protezione";

- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico dell'11 maggio 2011,** recante "Determinazione delle scorte obbligatorie di prodotti petroliferi per l'anno 2011";
- ✓ **Legge 23 maggio 2011, n. 73,** di conversione in legge del Decreto Legge 25 marzo 2011, n. 26, recante "Misure urgenti per garantire l'ordinato svolgimento delle assemblee societarie annuali";
- ✓ **Legge 26 maggio 2011, n. 75**, di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 31 marzo 2011, n. 34, recante "Disposizioni urgenti in favore della cultura, in materia di incroci tra settori della stampa e della televisione, di razionalizzazione dello spettro radioelettrico, di moratoria nucleare, di partecipazioni della Cassa depositi e prestiti, nonché per gli enti del Servizio sanitario nazionale della regione Abruzzo";
- ✓ **Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93,** recante "Attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE, relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 28 giugno 2011,** concernente "Riduzione temporanea delle scorte obbligatorie di prodotti petroliferi a seguito della crisi libica";
- ✓ **Decreto del Presidente della Repubblica 11 luglio 2011, n. 157,** recante "Regolamento di esecuzione del Regolamento CE n. 166/2006, relativo all'istituzione di un Registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE";
- ✓ **Legge 12 luglio 2011, n. 106,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 13 maggio 2011, n. 70, concernente "Semestre europeo – Prime disposizioni urgenti per l'economia";
- ✓ **Legge 15 luglio 2011, n. 111,** di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98, recante "Disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 22 luglio 2011**, concernente "Modifica dell'art. 4, comma 3, del decreto 6 agosto 2010, per la vendita delle aliquote di prodotto della produzione di gas nel territorio nazionale e royalties, destinate allo Stato";

- ✓ **Decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151,** recante "Regolamento semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'art. 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n, 78, convertito, con modificazioi, dalla legge30 luglio 2010, n. 122";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 2 agosto 2011**, concernente "Aggiornamento delle procedure per il rilascio delle autorizzazioni all'importazione di gas naturale, in attuazione dell'art. 28 del decreto-legislativo del 1° giugno 2011, n. 93";
- ✓ **Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159,** concernente "Codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, nonché nuove disposizioni in materia di documentazione antimafia, a norma degli artt. 1 e 2 dellalegge 13 agosto 2010, n. 136";
- ✓ **Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 165,** concernente "Attuazione della direttiva 2009/18/CE che stabilisce i principi fondamentali in materia di inchieste sugli incidenti nel settore del trasporto marittimo e che modifica le direttive 1999/35/CE e 2002/59/CE";
- ✓ **Legge 14 settembre 2011, n. 148,** di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, recante "Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo";
- ✓ **Decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162,** concernente "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento CE n. 1013/2006";
- ✓ **Decreto del Presidente della Repubblica 14 settembre 2011, n. 177,** concernente "Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, a norma dell'art. 6, comma 8, lettera g), del decreto-legislativo 9 aprile 2008, n. 81";
- ✓ **Legge 12 novembre 2011, n. 183,** recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2012)";
- ✓ **Legge 24 marzo 2012, n. 27,** di conversione del decreto-legge del 24 gennaio 2012, n. 1, recante "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competività";
- ✓ **Legge 11 maggio 2012, n. 56,** di conversione in legge, con modificazioni, del

decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21, recante "Norme in materia di poteri speciali sugli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché per le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni";

- ✓ **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25 maggio 2012**, che ha dettato le modalità per la separazione di Snam SpA da Eni SpA

****

- ✓ **Decisione del Consiglio UE n. 2011/137/PESC del 28 febbraio 2011**, concernente "Misure restrittive in considerazione della situazione in Libia" e relative decisioni di esecuzione;
- ✓ **Decisione del Consiglio UE n. 2011/236/PESC del 12 aprile 2011,** recante "Misure restrittive in considerazione della situazione in Libia";
- ✓ **Decisione del Consiglio UE n. 2011/625/PESC del 22 settembre 2011**, recante "Misure restrittive in considerazione della situazione in Libia";
- ✓ **Decisione del Consiglio UE n. 2011/299/PESC del 23 maggio 2011,** che modifica la decisione 2010/413/PESC, concernente "Misure restrittive nei confronti dell'Iran";
- ✓ **Decisione di esecuzione del Consiglio UE n. 2011/670/PESC del 10 ottobre 2011**, che attua la decisione 2011/235/PESC e che concerne "Misure restrittive nei confronti di determinate persone, entità ed organismi in considerazione della situazione in Iran";
- ✓ **Decisione del Consiglio UE n. 2011/273/PESC del 9 maggio 2011**, relativa a "Misure restrittive in considerazione della situazione in Siria" e relative decisioni di esecuzione;
- ✓ **Decisione di esecuzione della Commissione UE del 24 giugno 2011,** che "esonera la prospezione di giacimenti di petrolio e di gas e lo sfruttamento di giacimenti petroliferi in Italia dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del PE e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia e degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali";
- ✓ **Decisione della Commissione UE del 30 giugno 2011**, relativa "alla quantità, per tutta l'Unione, delle quote di cui all'art. 3 sexies, par. 3, lettere da a) a d), della direttiva 2033/87/CE del PE e del Consiglio che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione del gas ad effetto serra nella

comunità";

- ✓ **Regolamento (UE) n. 204/2011 del Consiglio del 2 marzo 2011,** recante "Misure restrittive in considerazione della situazione in Libia" e relativi regolamenti di attuazione di disposizioni diverse o di modifica;
- ✓ **Regolamento (UE) n. 359/2011 del Consiglio del 12 aprile 2011,** recante "Misure restrittive nei confronti di determinate persone, entità ed organismi in considerazione della situazione in Iran" e relativi regolamenti di attuazione di disposizioni diverse o di modifica;
- ✓ **Regolamento di esecuzione (UE) n. 503/2011 del Consiglio del 23 maggio 2011,** attuativo del Regolamento n. 961/2010, concernente "Misure restrittive in considerazione della situazione in Iran";
- ✓ **Regolamento UE n. 442/2011 del Consiglio del 9 maggio 2011,** concernente "Misure restrittive in considerazione della situazione in Siria" e relativi regolamenti di attuazione di disposizioni diverse o di modifica;
- ✓ **Regolamento UE n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011,** concernente "Integrità e trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso".

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 FINANZIARI

Cash flow per boe - Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

Coverage - Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio - Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage - Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

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.

Finding & Development cost per boe - Rappresenta il costo di esplorazione e di

sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, ad estensioni e nuove scoperte ed a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932).

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

Opex per boe - Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Profit per boe - Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.

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

Roae **-** Esprime la redditività per gli azionisti Eni ed è calcolato come rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto escluse le interessenze di terzi azionisti.

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

Carbon capture and storage (CCS) **–** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO2 mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO2 prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio ed, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino

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 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 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)

Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds) - Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (ad es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (ad es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. E' incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc.

Emissioni di NOx (ossidi di azoto) - Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO2, mentre sono escluse le emissioni di N20

Emissioni di SOx (ossidi di zolfo) - Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO2 ed S03. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.

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

Green house gases (GHG) **–** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla Terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica, metano, protossido di azoto, idrofluorocarburi, per fluorocarburi e esafluoruro di zolfo. I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta

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

Oil spill - Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

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

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 (PSA) - 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 trovate 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, con 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

Volatile organic compound (VOC) – Insieme di sostanze chimiche, in forma liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, e terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi

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.

SOSTENIBILITA'

Carbon disclosure project (CDP) – Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tremila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione

Extractive industries transparency initiative (EITI) – Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo Britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei pesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle aziende estrattive che ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare ed il tipo di pagamenti che effettua ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere

Environmental, social and health impact assessment (ESHIA) – Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti

Health impact assessment (HIA) – Strumento per valutare l'impatto sulla salute della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione

Human rights compliance assessment (HRCA) – Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di Diritti Umani, elaborato dal

Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità di cui sono titolari in relazione al rispetto dei Diritti Umani, con riferimento ad ogni aspetto del business, e consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani

International petroleum industry environmental conservation association (IPIECA) – Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali

Registration, evaluation, authorisation and restriction of chemical substances (REACH) – E' un sistema integrato di registrazione, valutazione ed autorizzazione delle sostanse chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea. Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici ed al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea

Social impact assessment (SIA) – Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi che negativi, degli interventi programmati (politiche,programmi piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi

World business council for sustainable development (WBCSD) – Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali

ENI S.p.A.

BILANCIO D'ESERCIZIO 2011

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PAGINA BIANCA

Relazione e bilancio consolidato

Relazione sulla gestione
Il Gruppo Eni
Profilo dell'anno
Lettera agli azionisti
La strategia Eni
Scenario e contesto di riferimento
Come operiamo
Governance

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
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
Fattori di rischio e incertezza
Evoluzione prevedibile della gestione

Altre informazioni

Glossario

Bilancio consolidato
Schemi di bilancio
Note al bilancio consolidato
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

Consolidato di sostenibilità
Attestazione del management
Relazione della Società di revisione
Independent Assurance Report

Bilancio di esercizio di Eni SpA

Schemi di bilancio
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 2011
Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Allegato 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

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, 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.

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

Assemblea ordinaria degli azionisti del 30 aprile e dell'8 maggio 2012.
L'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times WWE" del 22 marzo 2012, e su "Milano Finanza" del 30 marzo 2012.

Il Gruppo Eni

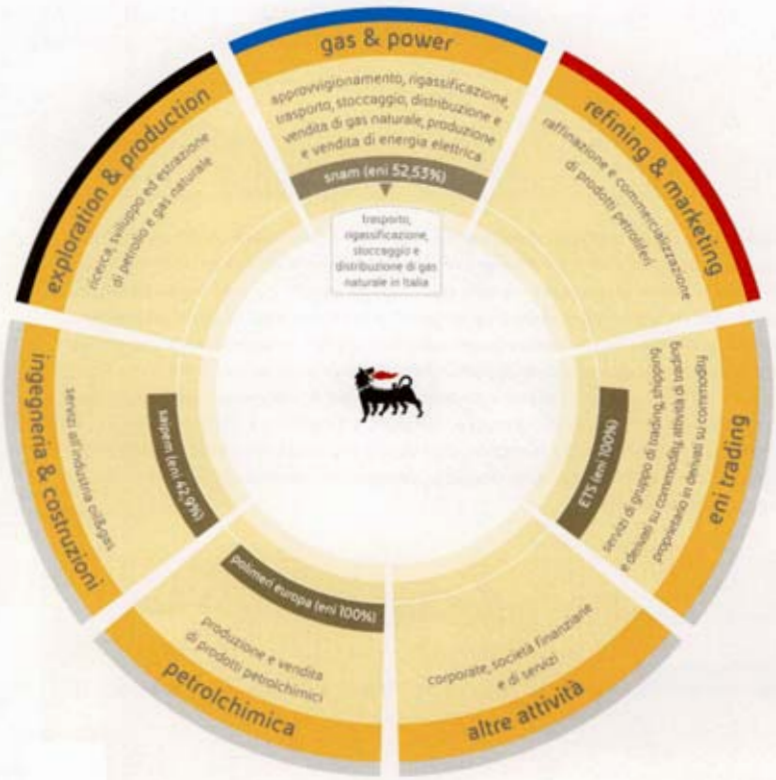
EUROPA
Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ucraina, Ungheria

AFRICA
Algeria, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea Equatoriale, Libia, Mali, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Repubblica Democratica del Congo, Togo, Tunisia

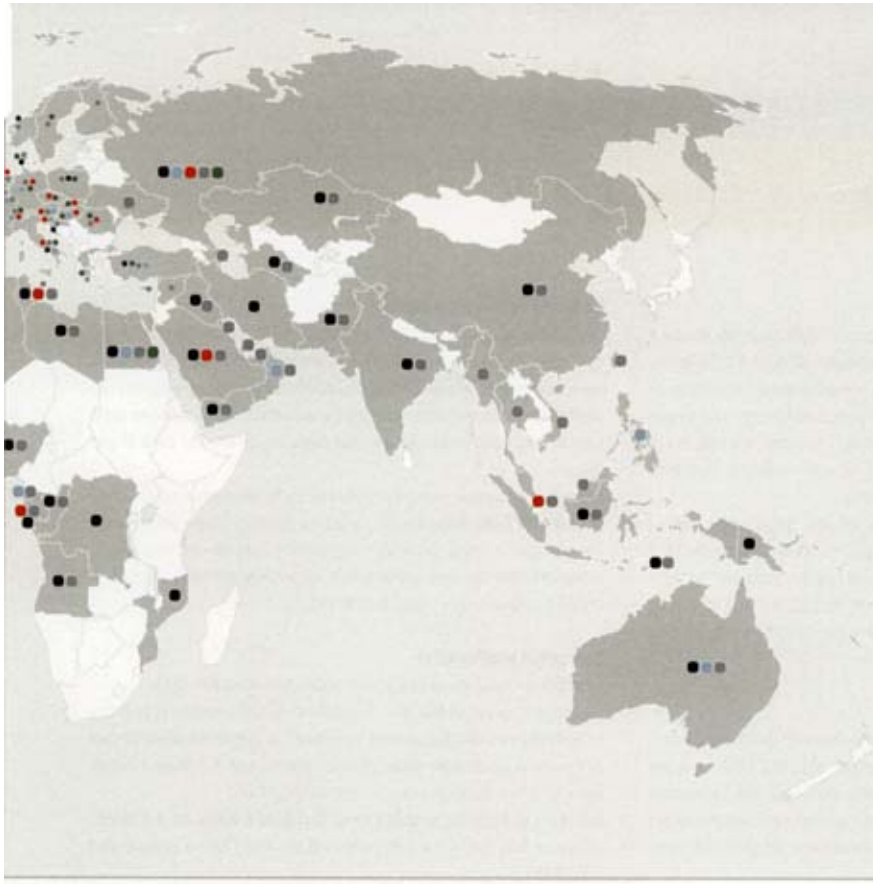


- Exploration & Production
- Gas & Power
- Refining & Marketing
- Ingegneria & Costruzioni
- Petrolchimica

Struttura del Gruppo Eni



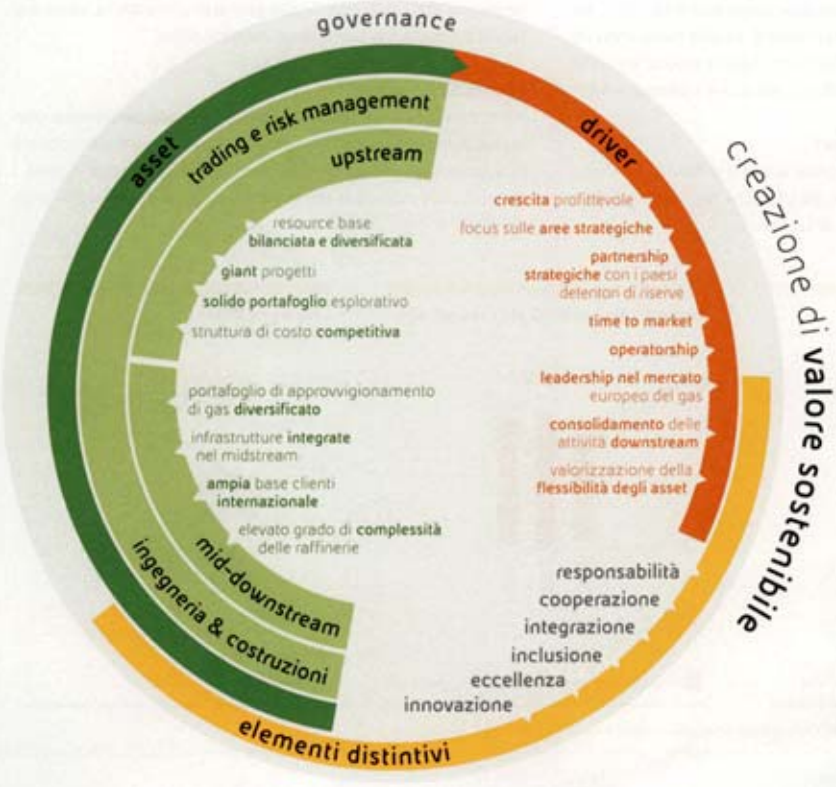
Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia ed è presente oggi con circa 79.000 persone in 85 Paesi del mondo.
La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.



ASIA E OCEANIA
Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Emirati Arabi Uniti, Filippine, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakhstan, Kuwait, Malaysia, Myanmar, Oman, Pakistan, Papua-Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Siria, Taiwan, Thailandia, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam, Yemen

AMERICHE
Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Trinidad & Tobago, Venezuela

Il modello di business Eni



L'eccellente posizionamento strategico e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni fanno leva su un modello di business caratterizzato da un patrimonio di asset distintivi e da linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business.
Innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, cooperazione e responsabilità guidano l'operare di Eni nell'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.

Profilo dell'anno

I risultati

Nel 2011 Eni ha conseguito l'utile netto di 6,86 miliardi di euro. L'utile netto adjusted è stato di 6,97 miliardi di euro, l'1,5% in più rispetto al 2010. L'eccellente performance del settore Exploration & Production sostenuta dalla ripresa del prezzo del petrolio ha assorbito sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia la contrazione dei risultati dei business gas, raffinazione e petrolchimica a causa della recessione economica.

Il cash flow (flusso di cassa netto da attività operativa) di 14,38 miliardi di euro, unitamente agli incassi dei disinvestimenti (1,9 miliardi di euro), ha consentito di coprire la gran parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti di 13,8 miliardi di euro e alla remunerazione degli azionisti. A fine esercizio il leverage è pari a 0,46 (0,47 al 31 dicembre 2010).

Il dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,04 euro per azione (1,00 euro per azione nel 2010), di cui 0,52 euro già distribuiti nel settembre 2011 a titolo di acconto. Il management conferma l'impegno di Eni nell'assicurare agli azionisti una remunerazione al top del settore.

La produzione di idrocarburi

La produzione è stata di 1,58 milioni di boe/giorno penalizzata dal blocco temporaneo delle attività in Libia. Escludendo l'impatto della forza maggiore causata dagli eventi libici e l'effetto dei maggiori prezzi del petrolio sugli entitlement dei PSA, la produzione conferma il livello 2010. Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di 2,03 milioni di boe/giorno, facendo leva sullo sviluppo nelle aree core e sul modello di cooperazione tradizionale di Eni.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe a fine anno si attestano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all sources del 142% che raggiunge il 159% a prezzi costanti. La vita residua è di 12,3 anni.

Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con i volumi 2010. La crescita registrata nei principali mercati europei, grazie alle azioni commerciali intraprese, ha consentito di attenuare l'impatto della crisi dei consumi, l'azione della concorrenza e la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico.

Nel prossimo quadriennio Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo. La presenza commerciale e l'eccellenza del servizio in Italia, la piena integrazione degli asset acquisiti, le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine saranno le chiavi per raggiungere questi obiettivi.

Successi esplorativi

I successi esplorativi sono stati il tratto distintivo del 2011.

La scoperta a gas di Mamba, un giacimento dalle enormi proporzioni nell'offshore del Mozambico con oltre 1.100 miliardi di metri cubi di volumi in place, apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti.

Nel Mare di Barents, le scoperte di Skrugard e Havis hanno identificato un hub con circa 500 milioni di barili di riserve recuperabili (Eni 30%).

In Indonesia la scoperta offshore di Jangkrik nel blocco operato di Muara Bakau (Eni 55%) ha consentito di raddoppiare le risorse dell'area.

Altre scoperte sono avvenute in Angola, USA, Ghana e appraisal in Venezuela. Nel complesso l'esplorazione di successo ha incrementato di 1,1 miliardi di boe la resource base di Eni.

Accordo con Gazprom

Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011.

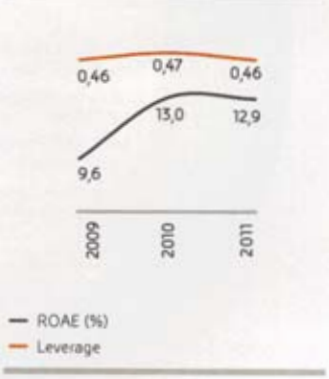
Andamento dividendo



Flusso di cassa netto da attività operativa



Leverage e ROAE



* Media calcolata sulle compagnie petrolifere: BP, Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell e Total.

Ripristino della produzione in Libia

Le attività produttive Eni in Libia e le esportazioni di gas tramite il GreenStream sono state riavviate in tempi record grazie alla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC. In questi giorni gli asset Eni erogano circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo antecrisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012.

La sicurezza delle persone

L'indice di frequenza degli infortuni del 2011 mostra, rispetto all'anno precedente, un miglioramento sia per i dipendenti, sia per i contrattisti, proseguendo per il sesto anno consecutivo il trend positivo. In particolare il miglioramento rispetto ai risultati annuali del 2010 per i dipendenti è stato del 22%, per i contrattisti del 15,9%.

Il coinvolgimento delle persone

Nel 2011 è stata realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "eni secondo te", un sondaggio volto a raccogliere le opinioni e le aspettative di oltre 32.000 dipendenti in 47 Paesi sull'azienda.

Continua il trend di aumento della presenza femminile in azienda (+3,4% rispetto al 2010) nonostante la diminuzione complessiva della forza lavoro (-1,6% rispetto al 2010).

La partecipazione alla governance globale dei temi di sostenibilità

Allo scopo di supportare l'Iniziativa del Segretario Generale delle Nazioni Unite "Sustainable Energy for All", Eni ha promosso nell'ambito del Global Compact LEAD la Task Force on Business Action. Entro il 2030 l'Iniziativa intende: assicurare l'accesso universale ai servizi energetici moderni, raddoppiare il tasso di crescita dell'efficienza energetica e la percentuale di energia rinnovabile nel mix energetico globale. La Task Force è parte integrante dell'iniziativa e ha il compito di assicurare il contributo e l'impegno del settore privato. Eni ha inoltre sottoscritto un accordo internazionale di cooperazione tra pubblico e privato con l'International Scientific and Professional Advisory Council of the United Nations Crime Prevention per la ricerca in materia di anti-corruzione.

Innovazione tecnologica

Nel 2011 è stato siglato un nuovo accordo con la Stanford University, per lo sviluppo di un programma di ricerca incentrato principalmente sulle tecnologie core dell'oil&gas industry e sulla tutela ambientale, per complessivi 10 milioni di dollari nei prossimi quattro anni.

Sviluppi di business

È stata deliberata la final investment decision del progetto di sviluppo della scoperta giant Perla nell'offshore del Blocco Cardon IV nel Golfo del Venezuela. Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.

Sono state ottenute numerose decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia e ad altri giacimenti che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione nel 2015.

Nel 2011 sono stati definiti nuovi accordi di cooperazione con Ucraina, Cina, Algeria, Sudafrica, Libia, Angola e Venezuela.

Il settore Gas & Power ha consolidato la posizione di leadership nel mercato europeo con l'integrazione di Altergaz in Francia e la recente acquisizione di Nuon Belgium in Belgio.

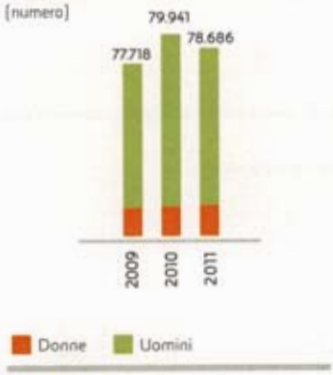
La Polimeri Europa con il progetto "chimica verde" di Porto Torres ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative.

Il portafoglio è stato razionalizzato con la cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia, oltre al disinvestimento di asset marginali.

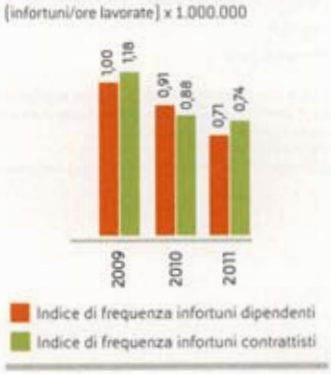
Profit e F&D cost per boe



Dipendenti in servizio a fine periodo



Indice di frequenza infortuni



Principali dati economici e finanziari

		2009	2010	2011
Ricavi della gestione caratteristica	(milioni di euro)	83.227	98.523	109.589
Utile operativo		12.055	16.111	17.435
Utile operativo adjusted [a]		13.122	17.304	17.974
Utile netto [b]		4.367	6.318	6.860
Utile netto adjusted [a] [b]		5.207	6.869	6.969
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.136	14.694	14.382
Investimenti tecnici		13.695	13.870	13.438
Dividendi per esercizio di competenza [c]		3.622	3.622	3.767
Dividendi pagati nell'esercizio		4.166	3.622	3.695
Totale attività a fine periodo		117.529	131.860	142.945
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		50.051	55.728	60.393
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		23.055	26.119	28.032
Capitale investito netto a fine periodo		73.106	81.847	88.425
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	17,80	16,34	16,01
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,4	3.622,7	3.622,7
Capitalizzazione di borsa [d]	(miliardi di euro)	64,5	59,2	58,0

(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) L'importo 2011 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari*

		2009	2010	2011
Utile netto				
- *per azione* [a]	(euro)	*1,21*	*1,74*	*1,89*
- *per ADR* [a] [b]	(USD)	*3,36*	*4,62*	*5,27*
Utile netto adjusted				
- *per azione* [a]	(euro)	*1,44*	*1,90*	*1,92*
- *per ADR* [a] [b]	(USD)	*4,01*	*5,04*	*5,36*
Leverage		0,46	0,47	0,46
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)			
- *reported*		*8,0*	*10,0*	*9,7*
- *adjusted*		*9,2*	*10,7*	*9,9*
Return On Average Equity (ROAE)		9,6	13,0	12,9
Coverage		17,9	22,2	15,4
Current ratio		1,0	1,0	1,1
Debt coverage		48,3	56,3	51,3
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,00	1,00	1,04
Pay-out	(%)	83	57	55
Dividend yield [c]	(%)	5,8	6,1	6,6

* Per la definizione degli indicatori si rinvia al glossario.
(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) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Principali dati operativi e di sostenibilità

		2009	2010	2011
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	77.718	79.941	**78.686**
di cui: - donne		*12.564*	*12.754*	***13.185***
- all'estero		*42.633*	*45.967*	***45.516***
Donne in posizioni manageriali	(%)	17,0	17,7	**18,2**
Ore di formazione	(migliaia di ore)	3.097	3.114	**3.327**
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,00	0,91	**0,71**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		1,18	0,88	**0,74**
Oil spill da incidenti	(barili)	6.259	4.269	**7.295**
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	**6.127**
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	57,69	60,64	**51,10**
Costi di ricerca e sviluppo [a]	(milioni di euro)	207	221	**191**
Spese per il territorio [b]		99	108	**102**
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.571	6.843	**7.086**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,2	10,3	**12,3**
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	**1.581**
Profit per boe [c]	($/boe)	8,14	11,91	**16,98**
Opex per boe [c]		5,77	6,14	**7,28**
Cash flow per boe		23,70	25,52	**31,65**
Finding & Development cost per boe [d]		28,90	19,32	**18,82**
Gas & Power				
Vendite gas mondo [e]	(miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	**96,76**
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	6,88	**7,10**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	**40,28**
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	83,7	87,4	**91,0**
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,55	34,80	**31,96**
Quota di mercato rete	(%)	31,5	30,4	**30,5**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,02	11,73	**11,37**
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.986	6.167	**6.287**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.477	2.353	**2.206**
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.521	7.220	**6.245**
Vendite di prodotti petrolchimici		4.265	4.731	**4.040**
Tasso di utilizzo impianti	(%)	65,4	72,9	**65,3**
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	9.917	12.935	**12.505**
Portafoglio ordini a fine periodo		18.730	20.505	**20.417**

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.
(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.
(c) Relativo alle società consolidate.
(d) Media triennale.
(e) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (6,17 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2009 e 2010).

Lettera agli azionisti



Consiglio di Amministrazione Eni
Da sinistra verso destra: Francesco Taranto, Alessandro Lorenzi, Alessandro Profumo, Paolo Marchioni, Paolo Scaroni (Amministratore Delegato e Direttore Generale), Giuseppe Recchi (Presidente), Roberto Petri, Mario Resca, Carlo Cesare Gatto.

Il 2011 è stato un anno di grandi progressi per le prospettive di crescita a medio e lungo termine di Eni.
I successi nell'esplorazione di idrocarburi sono il primo tratto distintivo dell'anno. La scoperta offshore di Mamba in Mozambico, che stimiamo possa contenere oltre 1.100 miliardi di metri cubi di gas in place, apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti. Altre scoperte di rilievo sono state realizzate nel Blocco offshore 15/06 in Angola, nel mare di Barents, in Indonesia, Ghana, Stati Uniti oltre a un numero di scoperte near fields. Complessivamente l'esplorazione dell'anno ha incrementato di 1,1 miliardi di barili le nostre risorse. Nell'ambito dell'esplorazione di idrocarburi non convenzionali abbiamo firmato accordi di ampia portata in Cina, Algeria e Ucraina che garantiscono altrettante opzioni di crescita a lungo termine. L'attività di sviluppo è stata intensa con 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine e con l'avanzamento tecnico e commerciale di importanti progetti, tra i quali in particolare i giant a gas di Perla, nell'offshore del Venezuela, e di Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia per i quali sono stati firmati i contratti di fornitura del gas e deliberata la Final Investment Decision. I progetti venezuelani e russi, unitamente agli altri avviati nell'anno, contribuiranno con circa 140 mila boe/giorno al nostro plateau produttivo del 2015.
Il secondo elemento distintivo del 2011 è stato il ripristino in tempi record delle nostre attività in Libia. A partire dalla liberazione di Tripoli in settembre, abbiamo riavviato tutti i nostri campi e riaperto il GreenStream, crescendo più rapidamente di quanto ci aspettassimo. Attualmente il nostro livello produttivo nel Paese ha recuperato quasi interamente il plateau ante crisi; per il 2012 prevediamo una produzione di circa 240 mila boe/giorno rispetto ai 110 mila boe del 2011 e ai 273 mila boe del 2010. Si tratta di un risultato straordinario frutto dell'impegno e della tenacia delle donne e degli uomini di Eni, come pure del nostro modello operativo sostenibile che ha fatto leva sulle ottime relazioni con le comunità locali e sulla partnership consolidata con le istituzioni del popolo libico.
In definitiva, pur considerando l'impatto economico del blocco temporaneo delle produzioni libiche, il 2011 è stato un anno brillante per la Divisione Exploration & Production. Abbiamo posto le basi per la crescita futura mantenendo da un lato un focus costante nell'eccellenza operativa e nella prevenzione dei rischi, driver dell'estrazione di valore dai barili prodotti, dall'altro l'impegno nella cooperazione con i Paesi in cui operiamo e le comunità locali, driver della sostenibilità dei risultati nel tempo.

I nostri business downstream del gas, della raffinazione e della petrolchimica hanno sofferto le conseguenze della recessione economica che si è acuita nell'ultima parte dell'anno in Europa e in Italia. Stiamo perseguendo con determinazione iniziative volte a rafforzare il posizionamento competitivo e a recuperare la redditività.

Nella Divisione Gas & Power siamo impegnati nella rinegoziazione dei principali contratti di approvvigionamento con i nostri fornitori: abbiamo chiuso il negoziato con Sonatrach e nel 2012 quello con Gazprom il cui beneficio economico è retroattivo dal 2011. Abbiamo consolidato la leadership europea grazie alle azioni commerciali e ad acquisizioni mirate come quella di Nuon e di Altergaz che rafforzano la nostra posizione nel più redditizio segmento retail. In Italia abbiamo incrementato la quota di mercato nel settore residenziale superando per la prima volta i 7 milioni di clienti grazie al migliorato servizio, alla forza del brand eni e alla penetrazione commerciale dell'offerta di gas e luce.

Nella Divisione Refining & Marketing abbiamo intensificato le iniziative di efficienza e integrazione dei cicli che ci hanno consentito di ottenere saving di 150 milioni di euro. Nel marketing abbiamo consolidato la leadership nel mercato italiano grazie a efficaci campagne di marketing, il rebranding della rete a marchio eni, il lancio di servizi innovativi nel non oil e la costante attenzione al cliente.

Nella Petrolchimica, con il progetto "chimica verde" di Porto Torres abbiamo avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative.

Abbiamo continuato a operare in coerenza ai nostri principi guida della sostenibilità d'impresa: eccellenza operativa, cooperazione, valorizzazione delle persone e responsabilità. Abbiamo sviluppato il know-how strategico, progredito nello studio e implementazione di tecnologie volte a minimizzare gli impatti industriali sull'ambiente e le comunità, mantenuto costante attenzione alla salute e alla sicurezza delle persone che lavorano in Eni e per Eni, di cui è espressione il costante miglioramento degli indici infortunistici.

I risultati dell'anno

L'utile netto reported del 2011 è stato di 6,86 miliardi di euro. L'utile netto adjusted di 6,97 miliardi di euro è cresciuto dell'1,5% trainato dalla solida performance operativa della Divisione Exploration & Production (+15,8%) e, in misura minore, del settore Ingegneria & Costruzioni (+8,8%). Tali driver positivi sono stati attenuati dall'impatto della Rivoluzione libica con ricadute sia sulla produzione di idrocarburi sia sulla redditività delle vendite di gas, e dal negativo andamento dei business downstream a causa del quadro economico recessivo e della concorrenza.
La remunerazione del capitale investito è stata del 9,9% su base adjusted. Il flusso di cassa netto da attività operativa ammonta a 14,38 miliardi di euro. Le dismissioni di asset non strategici hanno generato 1,9 miliardi di euro di cassa, in particolare il disinvestimento delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia. I principali flussi in uscita sono stati gli investimenti tecnici per la crescita e l'esplorazione di 13,44 miliardi di euro, 0,36 miliardi di euro di finanziamenti a progetti in joint venture, il dividendo agli azionisti Eni di 3,70 miliardi di euro e a quelli delle società controllate (0,55 miliardi di euro). Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e total equity a fine esercizio – leverage – scende a 0,46 da 0,47 a fine 2010.
Sulla base dei risultati conseguiti ed in coerenza con la nostra dividend policy, proponiamo all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo per azione di 1,04 euro, in crescita del 4% rispetto al 2010.

La Divisione **Exploration & Production** ha realizzato 16,1 miliardi di euro di utile operativo adjusted sostenuto dall'andamento del prezzo del petrolio. Lo sforzo straordinario per ripristinare la produzione in Libia nell'ultima parte dell'anno ha consentito di attenuare l'impatto sui volumi della forza maggiore. La produzione è stata di 1,58 milioni di boe/giorno. Escludendo l'interruzione delle produzioni libiche e l'effetto dei maggiori prezzi del petrolio sugli entitlement dei PSA, la produzione conferma il livello 2010. Le riserve certe a fine anno ammontano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all-sources del 142% che si ridetermina nel 159% a prezzi costanti. La vita residua è di 12,3 anni. Entrambi gli indicatori risentono del ridotto apporto delle produzioni libiche.

La Divisione **Gas & Power** ha subito una contrazione dell'utile operativo del 37,6% a causa delle perdite registrate dall'attività Mercato che ha beneficiato solo in parte delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendosi concluse dopo la chiusura dell'esercizio al 31 dicembre hanno comportato necessariamente il rinvio della rilevazione contabile dei benefici. La negativa performance del Mercato ha risentito del calo della domanda, della forte pressione competitiva e degli effetti dell'indisponibilità del gas libico. Nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza, le vendite hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL a fronte della flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e della contrazione registrata in Belgio.

La Divisione **Refining & Marketing** ha accusato un sensibile aumento delle perdite operative a -535 milioni di euro a causa del livello depresso dei margini di raffinazione e della contrazione della domanda di carburanti. Abbiamo intensificato le azioni di efficienza e di ottimizzazione per attenuare lo scenario negativo. Le lavorazioni sono state ridotte dell'8% a 32 milioni di tonnellate. Nonostante il calo delle vendite Rete Italia (-3%), abbiamo difeso la quota di mercato che si attesta a 30,5% (+0,1 punti percentuali rispetto al 2010) grazie ad azioni commerciali efficaci e alla forza del brand eni.

La **Petrolchimica** ha registrato una perdita operativa di 276 milioni di euro a causa della flessione del margine del cracker e dei ridotti volumi di vendita in particolare delle produzioni commodity. I business di nicchia degli elastomeri e degli stirenici hanno continuato a migliorare la redditività grazie all'elevato contenuto tecnologico.

La **Saipem** chiude un anno brillante con profitti operativi di 1,44 miliardi di euro e un flusso di commesse acquisite che consente di mantenere il portafoglio ordini al livello record di oltre 20 miliardi di euro a garanzia della crescita e dei ritorni futuri.

Gli investimenti e la strategia per la crescita e i ritorni

L'outlook 2012 presenta elementi di incertezza a causa delle difficoltà della ripresa economica, in particolare nell'area euro, in un quadro di forte volatilità dei mercati. Il prezzo del petrolio è atteso su di un trend solido sostenuto dalla crescita dei consumi delle economie di Cina e Paesi emergenti. Per le finalità di programmazione degli in-

vestimenti assumiamo un prezzo del Brent di 90 dollari/barile per il 2012 e di 85 dollari/barile nel lungo termine. Le prospettive di ripresa della domanda gas sono deboli e la pressione competitiva nel mercato del gas rimarrà intensa a causa dell'eccesso di offerta. Nella Divisione Refining & Marketing prevediamo il permanere dei margini di raffinazione su livelli depressi e consumi di carburanti in contrazione. In tale scenario la nostra strategia rimane immutata. Le priorità sono la crescita profittevole nell'upstream e il consolidamento/ottimizzazione dei business downstream. Abbiamo pianificato per il prossimo quadriennio una manovra d'investimento di 59,6 miliardi di euro. Tale ammontare rappresenta un incremento del 12% rispetto al piano precedente, come conseguenza dell'avvio di importanti progetti upstream in Mozambico, Nigeria e Norvegia che contribuiranno alla crescita di lungo termine di Eni. Il grosso della manovra (circa il 75%) è finalizzato a traguardare il nostro ambizioso programma di crescita organica della produzione d'idrocarburi con un target al 2015 di 2,03 milioni di barili/giorno (con un tasso di incremento medio annuo superiore al 3% rispetto al 2011 pro-forma con Libia normalizzata).

Nella Divisione Gas & Power intendiamo recuperare un livello adeguato di redditività facendo leva sul beneficio delle rinegoziazioni e sulle attività di risk management. Puntiamo a riconquistare quota di mercato in Italia e a consolidare la posizione di leadership in Europa.

La Divisione Refining & Marketing attuerà una strategia di miglioramento dell'efficienza, ottimizzazione dei processi e selettività degli investimenti per rendere il business raffinazione meno vulnerabile alle fasi negative del ciclo. Nel marketing puntiamo a consolidare la leadership nel mercato italiano e a crescere nei mercati europei di interesse. Ci aspettiamo importanti miglioramenti nell'utile operativo da conseguire nell'arco del piano attraverso le azioni programmate.

La strategia di rilancio della Polimeri Europa punta a conseguire la sostenibilità economica di lungo termine del business.

Le prospettive del settore Ingegneria & Costruzioni sono favorevoli potendo contare su un patrimonio di mezzi, tecnologie e know-how di rilevanza mondiale e sulla solidità del portafoglio commesse.

In definitiva, pur nel difficile contesto globale, nel 2011 Eni ha posto le basi per una nuova fase di sviluppo grazie soprattutto agli straordinari successi nell'esplorazione. Il ripristino della produzione in Libia in tempi record ha limitato l'impatto della Rivoluzione sui risultati 2011. Nei business downstream, maggiormente esposti all'indebolimento del quadro congiunturale, abbiamo intrapreso le iniziative più adeguate per un rapido recupero di redditività.

Nel corso del prossimo quadriennio, con il progressivo riequilibrio dei mercati finanziari e il rafforzamento del ciclo economico, prevediamo che Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore sostenibile per gli azionisti.

15 marzo 2012

per il Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Recchi
Il Presidente

Paolo Scaroni
L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

La strategia Eni

L'industria oil&gas si confronta con uno scenario complesso caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati delle commodity energetiche. Nel medio/lungo termine le principali sfide saranno rappresentate dalla concorrenza da parte di nuovi player nell'accesso alle riserve, dalle normative sempre più stringenti in tema di tutela dell'equilibrio climatico e dell'ambiente, dal peso crescente delle fonti rinnovabili e delle risorse "unconventional" nel soddisfacimento del fabbisogno energetico.
In tale contesto, Eni conferma la strategia di crescita e l'adozione di un modello di business sostenibile fondato su innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, responsabilità e cooperazione in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.
La gestione sostenibile del business contribuisce oltre che al conseguimento delle performance industriali, alla mitigazione e alla gestione dei rischi di natura politica, finanziaria e operativa, rafforzando negli anni la posizione di partner credibile ed affidabile, in grado di cogliere le nuove opportunità e gestire le complessità emergenti dal contesto competitivo.
Con queste leve, Eni persegue l'obiettivo di creazione di valore per gli investitori e gli stakeholder.
Il piano strategico 2012-2015 si sviluppa lungo le linee guida della crescita profittevole nell'upstream, consolidamento della leadership nel mercato del gas in Europa, miglioramento dell'efficienza nel downstream oil, rifocalizzazione della chimica e leadership globale nei segmenti tecnologicamente più avanzati e innovativi nell'ambito dell'ingegneria e costruzioni.
Eni intende preservare una solida struttura finanziaria coniugando, nell'arco del quadriennio 2012-2015, gli obiettivi di crescita e di remunerazione degli azionisti con le risorse finanziarie generate. Eni intende conseguire un rapporto tra mezzi propri e indebitamento finanziario netto (leverage) inferiore a 0,4 nel 2015 considerando una spesa per investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% concentrata nell'upstream. La capacità di generare solidi cash flow, la selettività degli investimenti e l'efficienza nell'impiego del capitale sono le leve a sostegno della solidità finanziaria.

Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica, con ritorni economici attrattivi e il rimpiazzo delle riserve. La creazione del valore farà leva sul consolidamento della leadership in aree core, accrescendo il ruolo di operatore, mantenendo una solida base di progetti con plateau di produzioni di lunga durata nonché sullo sviluppo di temi emergenti (gas/GNL e non convenzionale) e progetti integrati a gas. La crescita sarà sostenuta dall'impegno costante nello sviluppo e nel rafforzamento delle relazioni con i Paesi detentori di riserve attuando il modello di cooperazione Eni. L'innovazione tecnologica consentirà di acquisire competenze all'avanguardia per sostenere l'aumento della produzione ed incrementare il fattore di recupero, sviluppare tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi, in campi marginali e in deep/ultra deep water.

L'obiettivo al 2015 è incrementare la produzione di idrocarburi ad un tasso medio annuo di oltre il 3%. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo di aree core (Africa Sub-Sahariana e in particolare Mozambico, Venezuela, Mare di Barents, Penisola di Yamal in Russia, Kazakhstan, Iraq e Indonesia) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati all'approfondita conoscenza geologica delle zone e alle sinergie tecnico-produttive. La sostenibilità di lungo termine del business e l'accesso a nuove risorse saranno garantite dall'esplorazione per la quale il management prevede un aumento importante dell'attività (un incremento di circa 2 miliardi di euro rispetto al precedente Piano) bilanciando iniziative in bacini noti e aree di frontiera ad alto potenziale. La massimizzazione dei ritorni e il controllo dei rischi saranno perseguiti attraverso la minimizzazione del time-to-market delle risorse in portafoglio e il focus sull'operatorship come strumento di controllo del rischio, nonché l'accurata selezione dei partner nelle attività non operate. La valorizzazione del gas associato prevede un investimento nel quadriennio di circa 4 miliardi di euro per l'utilizzo del gas associato nei principali progetti di sviluppo operati da Eni previsti nei prossimi quattro anni (Algeria, Angola, Congo, Iraq, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia e Turkmenistan) e il conseguimento dell'obiettivo di riduzione dell'80% rispetto al 2007 del gas inviato a flaring.

Nel settore **Gas & Power** Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo nonostante la crescente pressione competitiva, l'eccesso di offerta e la debolezza dei prezzi spot del gas. La strategia farà leva su (i) il miglioramento della competitività del portafoglio di approvvigionamento attraverso la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura; (ii) la valorizzazione delle capacità logistiche e di accesso agli hub; (iii) lo sviluppo della piattaforma e dell'approccio multi-country; (iv) maggiori vendite di GNL; (v) il rafforzamento dell'offerta integrata gas ed elettricità, il miglioramento della qualità del servizio e la costante attenzione ai consumatori, in particolare del segmento retail.
Il settore punterà allo sviluppo della capacità di trasporto e stoccaggio del gas naturale, migliorando l'affidabilità e la flessibilità del sistema, e alla massimizzazione dell'efficienza operativa degli impianti. In particolare EniPower è impegnata a sviluppare i progetti di miglioramento dell'efficienza energetica per mantenere l'indice di performance delle emissioni di CO_2 da combustione su livelli inferiori al target di 415 gCO_2/kWheq.

L'obiettivo nel quadriennio è conseguire un graduale recupero della profittabilità. Particolare attenzione sarà posta alla sicurezza con il conseguimento della certificazione OHSAS 18001 dei sistemi di gestione salute e sicurezza di tutte le unità operative.

Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante la debolezza dello scenario. Nella raffinazione il recupero sarà sostenuto dall'ottimizzazione e integrazione dei cicli di raffineria, dalla riduzione dei costi operativi e dalle azioni di

efficienza energetica, facendo leva sulla selettività degli investimenti, concentrati nei progetti di upgrading della conversione, di miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle performance ambientali.
Nel marketing, in un quadro di consumi stagnanti, Eni mira al consolidamento della leadership nel retail in Italia attraverso politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la segmentazione dell'offerta, l'automazione dei processi, lo sviluppo delle attività non-oil, la fidelizzazione dei propri clienti e il rafforzamento del proprio brand. All'estero si conferma la strategia di sviluppo selettivo nei mercati chiave europei con uscita dalle aree marginali.

Al 2015 si prevede un miglioramento dei margini, a scenario costante, di oltre 500 milioni di euro, attraverso azioni di efficientamento, il raggiungimento di una resa in distillati medi del 50% (vs 47% nel 2011) e, nel marketing, il consolidamento della quota di mercato Italia superiore al 30%. Proseguiranno i programmi di energy saving e il progetto di implementazione del Sistema di Gestione Energia nelle raffinerie sulla base dello standard internazionale ISO 50001. Nell'ambito della raffinazione, al fine di minimizzare gli impatti ambientali si prevede un investimento di 25,6 milioni di euro per ridurre, a partire dal 2013, le emissioni di SO_x e NO_x a parità di produzione.

Nella **Petrolchimica**, la strategia di Eni prevede la progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio delle produzioni innovative e di nicchia a maggiore redditività quali gli elastomeri e l'ampliamento della gamma specialties. Tale obiettivo farà leva sulla riconversione e il rilancio dei siti critici, l'aumento di integrazione e flessibilità del sistema, e su progetti di ottimizzazione. Eni punta a crescere nella chimica verde attraverso il progetto avviato in Italia con l'obiettivo di riconvertire il sito di Porto Torres in un moderno impianto per la produzione di prodotti chimici eco-compatibili. Allo sviluppo contribuirà la valorizzazione dell'attività di licensing come leva per favorire alleanze strategiche a livello internazionale. Nel quadriennio gli investimenti sono pari a 1,7 miliardi di euro, concentrati nel potenziamento del business elastomeri e nella riconversione dei siti critici. L'obiettivo di medio termine è l'equilibrio economico del business.

Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** l'obiettivo di consolidamento della posizione di leader globale nei segmenti offshore e onshore farà leva sul modello di business EPIC-oriented e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e le National Oil Company. Saipem intende rafforzare il proprio posizionamento competitivo nella realizzazione di mega-progetti ad elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili, mantenendo un approccio commerciale selettivo. Il potenziamento/rinnovo dei mezzi di perforazione e costruzione offshore, della yard di fabbricazione di strutture offshore in Indonesia nonché il completamento e lo sviluppo degli investimenti in local content in aree chiave (in particolare in Brasile) consentiranno di sostenere i vantaggi competitivi acquisiti.

Il conseguimento degli obiettivi industriali e degli attesi ritorni economici sarà sostenuto dall'eccellenza operativa, dalle sinergie da integrazione e dallo sviluppo delle attività di risk management integrato volto a estrarre valore dagli asset.
L'eccellenza operativa grazie al know-how e alle competenze distintive interne, si fonda su un approccio preventivo nella gestione degli impatti ambientali legati alle attività industriali e dei rischi legati alla salute e alla sicurezza dei lavoratori e delle comunità. Il continuo miglioramento dell'efficienza attraverso l'innovazione dei processi industriali, consentirà di ridurre l'intensità energetica delle produzioni, ottimizzare le attività di sito e raggiungere economie di scala dei servizi centralizzati.
Attraverso l'integrazione Eni intende cogliere le opportunità congiunte nel mercato, realizzando sinergie e massimizzando il rendimento degli asset. Per far fronte alla maggiore volatilità dell'attuale contesto competitivo è stata costituita la nuova business unit Eni Trading, che gestirà in modo integrato il rischio commodity.

Scenario e contesto di riferimento

L'incertezza che grava sulla ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, si è riflessa sull'andamento del settore energetico con l'evidente rallentamento della domanda di petrolio, gas e di prodotti petroliferi nel corso del 2011.

In generale, se da un lato gli operatori energetici condividono l'aspettativa che l'attuale fase di rallentamento dell'economia mondiale riduca il tasso di crescita della domanda di energia nel medio periodo, dall'altro non è immediata la quantificazione di tale riduzione. Allo stesso tempo, le incertezze sulla crescita dei consumi potranno indurre gli operatori ad applicare criteri di maggiore selettività negli investimenti in capacità produttiva.
Ulteriore incertezza deriva dalla considerazione che nel più lungo termine potranno gradualmente affermarsi politiche energetiche e di efficienza capaci di avere un impatto sul mix delle fonti energetiche primarie.
Tuttavia, riteniamo che tali politiche – in assenza di breakthrough tecnologici significativi – non possano ridurre in maniera rilevante il ruolo delle fonti fossili nel soddisfacimento del fabbisogno energetico globale.
Nel contesto più ampio dello sviluppo sostenibile a livello globale, avrà un ruolo primario l'accesso all'energia per tutti. Secondo il rapporto "Resilient People, Resilient Planet: A Future Worth Choosing", presentato dall'High-level Panel on Global Sustainability dell'ONU il 30 gennaio 2012 ad Addis Abeba, 1,3 miliardi di persone non dispongono di elettricità e 2,7 miliardi di persone ancora impiegano biomasse e altri combustibili tradizionali per cucinare. Nel lungo periodo, assicurare l'accesso universale all'energia sarà una sfida possibile, ma richiederà ingenti investimenti e un forte coinvolgimento delle istituzioni internazionali.
Un altro fenomeno in atto è il progressivo spostamento dell'asse dei consumi verso i Paesi emergenti e in via di sviluppo. In termini di domanda di energia mondiale i Paesi non-OCSE già rappresentano oltre metà della domanda primaria di energia; ben presto il sorpasso interesserà anche i consumi petroliferi. In particolare, il maggior driver della crescita della domanda di petrolio nei Paesi emergenti sarà rappresentato dall'avvio del processo di motorizzazione di massa.

Incertezze sono presenti anche dal lato dell'offerta di petrolio. I Paesi OPEC continueranno ad avere un ruolo dominante nello sviluppo di nuova capacità produttiva. Si stima che, nel lungo termine, circa il 50% dell'offerta incrementale di petrolio sarà prodotto in Iraq e Arabia Saudita. Tuttavia, nel breve/medio periodo, il quadro è reso incerto dalle tensioni geopolitiche in corso e quindi dalla capacità dei Paesi di mettere in produzione i volumi necessari, sostenendo fin da subito gli investimenti. Il programma nucleare iraniano e l'evoluzione dello scenario geopolitico a seguito della "primavera araba" in Nord Africa e Medio Oriente (da cui già proviene rispettivamente il 36% e il 20% delle produzioni mondiali di petrolio e di gas naturale) potrebbero avere un impatto sugli investimenti per un ulteriore sviluppo di capacità produttiva.
In tale contesto, anche le prospettive riguardanti lo sviluppo della capacità non-OPEC appaiono ostacolate da un lato dal declino dei giacimenti in produzione (soprattutto nel Mare del Nord e Golfo del Messico), dall'altro dagli elevati costi di investimento connessi alla concentrazione di nuove opportunità in aree "difficili" (per es. artico e deep offshore).
Attualmente, la capacità di produzione di petrolio mondiale declina ad un tasso stimato tra il 3 e il 4%, per effetto della maturità di molti bacini minerari. Complessivamente, l'industria petrolifera deve rimpiazzare ogni anno nuova capacità ad una media di oltre 3 milioni di barili/giorno di petrolio (una quantità superiore alla produzione degli Emirati Arabi Uniti). A questi volumi andranno aggiunti quelli necessari per soddisfare la crescita dei consumi.
Per ottenere questo crescente contributo produttivo sarà necessario proseguire nella ricerca di nuovi bacini minerari, anche in aree "difficili" e di frontiera, e nel miglioramento delle tecniche di produzione.
Un contributo all'aumento dell'offerta deriverà dall'utilizzo di tecniche di recupero assistito secondario e terziario (Improved Oil Recovery ed Enhanced Oil Recovery) che potrebbe incrementare la percentuale di petrolio recuperabile da ciascun giacimento.
In tale contesto, la chiave tecnologica rappresenterà una delle principali leve per rispondere in maniera efficace alle sfide sopra delineate e, allo stesso tempo, sarà fonte di vantaggio per le compagnie energetiche internazionali che si trovano a operare in contesti sempre più competitivi. Detenere tecnologie di avanguardia potrà rappresentare un elemento distintivo su cui le Major potranno puntare nell'accedere a nuove riserve, anche in collaborazione con i Paesi produttori.
L'unconventional oil e il deep offshore rappresentano un'altra importante porzione della capacità potenziale non OPEC. Recentemente sono emersi temi nuovi come il tight oil – in parte a seguito del grande successo registrato dal gas non convenzionale americano – grazie all'applicazione su larga scala di tecnologie più avanzate e ai prezzi elevati del greggio. Tuttavia, sono ancora numerosi i vincoli che limitano lo sfruttamento del tight oil: disponibilità di mezzi, necessità di ingenti investimenti, necessità di limitare l'impatto ambientale a fronte dell'intensità delle perforazioni che lo sviluppo di queste risorse richiede.

Altrettanto incerte sono le prospettive di sviluppo dei consumi di gas naturale nei Paesi sviluppati, mentre relativamente più certa è la crescita dei consumi di gas in Paesi emergenti e di nuova industrializzazione, anche per le caratteristiche di ampia disponibilità, flessibilità d'impiego, minore impatto ambientale e maggiore economicità di questa fonte rispetto a quelle utilizzate tradizionalmente. Tutte queste caratteristiche fanno del gas naturale la materia prima "ponte" verso un futuro energetico decarbonizzato: il contributo del gas sarà indispensabile per delineare un percorso che combini un più ampio accesso all'energia con minori emissio-

ni di CO_2, almeno fino a quando le energie rinnovabili non avranno raggiunto una maturità tecnologica tale da poter assumere un ruolo maggiore nello scenario energetico mondiale.

In particolare, l'ampia disponibilità di gas a prezzi contenuti è testimoniata dal caso americano: la "rivoluzione unconventional americana" in pochi anni ha infatti ridisegnato gli equilibri del mercato nordamericano del gas. Gli Stati Uniti sono diventati un mercato autosufficiente grazie all'applicazione di tecnologie di perforazione orizzontale e fratturazione idraulica, rendendo disponibili per altri mercati di consumo volumi di GNL che avevano inizialmente traguardato il mercato USA. Il boom dell'unconventional ha sicuramente suscitato un nuovo forte interesse verso il gas, tale da spingere molti Paesi ad intraprendere attività esplorative mirate all'unconventional gas. Sebbene ad oggi sia ancora difficile quantificare il potenziale delle riserve unconventional su base mondiale, sicuramente le nuove scoperte potrebbero prolungare significativamente la vita residua di questa fonte energetica. L'attenzione crescente verso le fonti non convenzionali di idrocarburi si accompagna alla sempre più intensa preoccupazione verso gli impatti socio-ambientali che lo sfruttamento di tali risorse comporta. A tale riguardo, lo sviluppo della tecnologia sarà determinante per minimizzare l'impatto sull'ambiente delle attività di produzione, trasformazione e trasporto dell'energia.

Il progressivo aumento della complessità dei progetti di sviluppo (aree di frontiera e risorse non convenzionali) richiederà, oltre a rilevanti impegni finanziari, forti competenze tecnologiche. Per poter cogliere le nuove opportunità, sarà quindi cruciale la disponibilità di competenze tecniche e manageriali adeguate al contesto.

Come operiamo

Il modello di business Eni per la creazione di valore sostenibile si fonda su un patrimonio di asset distintivi, linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business, l'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose. Nell'attuazione della missione d'impresa e nella gestione delle day-to-day operations l'agire di Eni è ispirato agli elementi chiave di:

- **cooperazione** allo sviluppo dei territori di attività, che esprime la capacità di comprendere le necessità locali e la volontà di contribuire alla loro soluzione;
- **integrazione** delle attività lungo tutta la filiera dell'energia, fonte di cruciali sinergie per affrontare le sfide dei mercati e garantire i vantaggi competitivi;
- **innovazione** elemento chiave per accedere a nuove risorse energetiche, migliorarne il recupero dal sottosuolo e l'efficienza di utilizzo, garantire il rispetto e l'uso responsabile delle risorse naturali;
- **eccellenza** nella conduzione delle operazioni che fa leva sull'adozione di best practice, sistemi di qualità, tecnologie avanzate e sicure per garantire il pieno rispetto delle comunità e dell'ambiente;
- **inclusione** di tutte le persone di Eni, delle diversità che esse esprimono, che si coniuga con la tutela della salute e della sicurezza nelle attività lavorative, lo sviluppo e il coinvolgimento negli obiettivi di impresa;
- **responsabilità** in termini di impegno nella trasparenza della gestione, nel contrasto alla corruzione e nel rispetto dei Diritti Umani in ogni ambito di operatività, presupposti di un contributo efficace allo sviluppo dei Paesi e della società civile.

Eni ritiene che fondare il proprio modo di operare su questi elementi distintivi unitamente alla propria cultura d'impresa sia fonte di vantaggi competitivi durevoli.

Cooperazione

Il modello di cooperazione con i Paesi produttori, ovvero la volontà di investire con una visione di lungo termine e la flessibilità nell'offrire soluzioni alle esigenze dei Paesi, è parte integrante delle strategie aziendali fin dalle origini e oggi si traduce in una sempre maggiore integrazione tra i progetti di sviluppo dell'azienda e sviluppo di opportunità di crescita dei territori in cui Eni è ospite.

Questo approccio ha permesso di finalizzare importanti accordi industriali in Paesi strategici e ha contribuito al raggiungimento della posizione di primo operatore in Africa. Nel 2011 sono stati definiti nuovi accordi di cooperazione con Ucraina, Cina, Algeria, Sudafrica, Libia, Angola, Venezuela che si aggiungono ai Memorandum of Understanding (MoU) esistenti. La posizione paritetica con i Paesi produttori ha permesso ad Eni di presentarsi come un partner affidabile che coniuga il perseguimento degli obiettivi aziendali con l'offerta di soluzioni di sviluppo stabili. Il modello di cooperazione Eni è alla base di relazioni durevoli e di lungo termine con i Paesi produttori. Ne è un esempio il caso libico: Eni è presente in Libia dal 1959, da quando Agip ottenne la prima concessione, nel deserto del Sahara sud-orientale. In conseguenza della rivoluzione avvenuta nel 2011, nonostante l'interruzione di gran parte della produzione nel Paese, Eni ha mantenuto attivo il campo di Wafa, dove viene prodotto il gas necessario ad alimentare le centrali elettriche di Tripoli e far fronte al fabbisogno della popolazione locale, per un totale di circa 50 mila barili al giorno. Anche grazie a questa attenzione alle esigenze del Paese, a distanza di pochi mesi dalla risoluzione del conflitto, i livelli di produzione sono tornati a quelli precedenti la crisi. In Africa, con una produzione di circa 1 milione di boe/giorno, equivalenti al 55% della produzione Eni totale, il successo del modello di cooperazione è evidente: dopo essere entrata in Egitto nel 1954, Eni è cresciuta rapidamente fino a diventare leader con una posizione rilevante sia nei Paesi di presenza storica come Nord Africa, Angola, Nigeria e Congo sia nei nuovi Paesi produttori, come Togo, Ghana, Gabon, Sudafrica e Mozambico, dove nel 2011 è stata effettuata una nuova scoperta di gas naturale significativa per la storia di Eni.

Presenza in Africa e anno di inizio delle attività



In questo contesto Eni ha saputo integrare nelle attività core del proprio business anche lo sviluppo dei sistemi energetici locali cogliendo nuove opportunità e creando le basi per lo sviluppo nei Paesi di presenza, soprattutto in quei territori dove la povertà energetica è un problema cruciale. Il Memorandum of Understanding (MoU) siglato con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica, stabilisce ambiti di cooperazione sia in Sudafrica sia in Paesi terzi, che includono iniziative congiunte nell'importazione e nella fornitura di GNL destinate alla produzione di energia elettrica e GTL, nonché il supporto alla realizzazione di nuove cen-

trali elettriche. Altri esempi sono gli interventi in Nigeria e Congo Brazzaville, dove Eni ha saputo cogliere le grandi potenzialità del gas che in passato veniva bruciato in torcia e ha investito nel suo recupero e nella costruzione di centrali elettriche che coprono oggi gran parte del fabbisogno energetico locale. Il successo degli interventi ha attirato l'attenzione di altri Paesi della regione e molti dei Memorandum of Understanding recentemente firmati in Angola, Ghana, Togo e Mozambico includono progetti di elettrificazione. Eni è diventato un interlocutore privilegiato anche per i progetti realizzati nei settori dell'agricoltura, della salute e per migliorare la qualità della vita delle comunità di cui è ospite. In particolare nel 2011 Eni ha investito circa 70 milioni di euro per l'avvio e la realizzazione di progetti per lo sviluppo delle comunità nei Paesi di operatività, di cui più di 20 milioni di euro nel continente africano.

Integrazione

Operare in modo integrato lungo tutta la filiera energetica fornisce un patrimonio solido e prezioso di competenze e di sinergie e rappresenta una chiave di successo nella crescita di Eni garantendo: competitività, flessibilità e un'offerta distintiva.

Una delle caratteristiche distintive di Eni risiede nell'avere attività e competenze integrate lungo tutta la filiera energetica. La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.
L'integrazione lungo tutta la catena delle attività oil&gas diventa elemento chiave nello sviluppo del modello di cooperazione Eni che integra il business tradizionale con le attività di sostenibilità del territorio. In particolare, la gestione integrata del ciclo del gas rappresenta per Eni un'opportunità sotto il profilo economico, industriale e sociale. Il vantaggio generato dall'integrazione del business è ben rappresentato in Paesi quali Congo, Nigeria e Angola dove, grazie ad un business integrato in tutta la fase della filiera energetica e alla capacità di trovare soluzioni win-win attraverso gli accordi, si è consolidata la presenza di Eni e sono state intraprese attività per promuovere lo sviluppo socio-economico.
L'approccio integrato permette una maggiore flessibilità nei rapporti con i Paesi produttori, ai quali Eni propone soluzioni che di volta in volta si adattano alle specifiche esigenze tecnologiche, infrastrutturali, di crescita dell'economia e della società locale. L'integrazione è quindi un punto di forza che consente a Eni di usare le risorse del Paese in modo responsabile, garantendo la sicurezza delle operazioni per le persone, l'ambiente e le istallazioni e di contribuire allo sviluppo locale sostenendo i Paesi nell'utilizzo più efficiente delle risorse energetiche a disposizione.

Innovazione

L'innovazione tecnologica rappresenta uno degli elementi cardine per perseguire la crescita di lungo termine. L'impegno nella ricerca tecnologica di Eni è orientato alla riduzione del time-to-market delle nuove scoperte scientifiche nei settori tradizionali oil&gas, alla valorizzazione delle energie rinnovabili e allo sviluppo di metodologie innovative per la salvaguardia ambientale. Più in generale la possibilità di sviluppare tecnologie innovative e sempre più sicure consente a Eni di presentarsi come un partner affidabile con grandi vantaggi in termini di competitività.

Eni è impegnata nello sviluppo e nell'applicazione di tecnologie e processi innovativi per il recupero avanzato di idrocarburi che consentano di aumentare il fattore di recupero sia nei giacimenti convenzionali sia in quelli contenenti risorse non convenzionali di petrolio (greggi pesanti e bitumi). Nel 2011 ad esempio è stato testato con successo un processo che ha permesso di recuperare ulteriore olio da un giacimento in Nord Africa. Attraverso l'innovazione tecnologica Eni si dota degli strumenti necessari per cogliere le migliori opportunità derivanti dagli scenari evolutivi del mercato. In particolare, nonostante la produzione di Eni si concentri in aree con limitata esposizione al rischio operativo, l'impegno di Eni si rivolge anche allo sviluppo di tecnologie che siano in grado di produrre in sicurezza in ambienti estremi, in campi marginali e campi in deep/ultradeep water.
Al fine di cogliere soluzioni innovative di più lungo termine Eni conferma l'impegno nello sviluppo di tecnologie potenzialmente breakthrough nell'ambito delle energie rinnovabili (energia solare e biomasse). La maturità tecnologica raggiunta da alcuni programmi di ricerca ha consentito di procedere alla fase applicativa. In particolare nell'area solare è stato attivato il progetto per la realizzazione di una serie di dimostrativi in siti Eni basati sulla tecnologia dei materiali fotoattivi. Per quanto riguarda le biomasse, la ricerca si è focalizzata sullo sviluppo di biocarburanti di seconda e terza generazione. Eni si avvale inoltre di collaborazioni con centri di ricerca sia in Italia sia all'estero. L'outsourcing verso Università e centri di ricerca ammonta a circa 30 milioni di euro nel 2011, ossia quasi un terzo dei costi esterni totali (esclusa Saipem e PE). Tra le collaborazioni più rilevanti spiccano il Politecnico di Milano, quello di Torino, il CNR e l'alleanza con il MIT. A queste partnership, nel 2011 si è aggiunta la nuova cooperazione con la Stanford University che prevede per i prossimi quattro anni un investimento di oltre 10 milioni di dollari.
Consapevole dell'importanza derivante dalle nuove scoperte tecnologiche, per salvaguardare il proprio patrimonio intellettuale Eni si è dotata di un sistema di gestione attiva che si focalizza su due direttrici: la massimizzazione della tutela delle soluzioni innovative generate dai progetti di R&S in corso e la razionalizzazione del portafoglio esistente in coerenza con le strategie di business. Nel 2011 sono state depositate 79 domande di brevetto.

Eccellenza

Eni è impegnata nel miglioramento continuo di processi, competenze e prodotti come leva per aumentare le performance e l'affidabilità degli impianti nel rispetto di salute, sicurezza e ambiente.

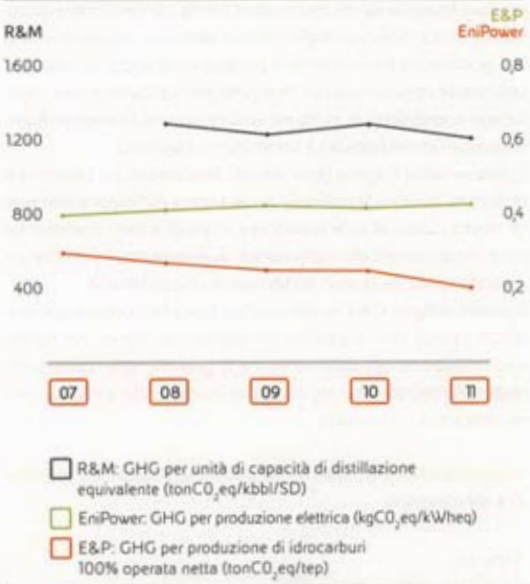
La gestione degli asset fa leva sull'applicazione di tecnologie proprietarie. Nel settore E&P sono adottate strumentazioni, software e flussi di lavoro per migliorare l'attività di operatore di perforazioni e completamenti in ambienti estremi. Particolare attenzione è dedicata agli aspetti di sicurezza operativa e ambientale, soprattutto finalizzata a pozzi deepwater, ad Alta Pressione e Alta Temperatura (HTHP), e al monitoraggio e mitigazione dei rischi ambientali connessi alle attività E&P. Le avanzate tecnologie impiegate, la costante formazione e competenza dei tecnici, il monitoraggio online delle operazioni da sede, l'utilizzo di procedure severe ed il controllo della loro applicazione hanno permesso il raggiungimento nel tempo di performance di sicurezza eccellenti con un indice di frequenza di blow-out (relativo a tutti i pozzi perforati, onshore e offshore) pari a 0 nel periodo 2005-2011.

Pozzi perforati e frequenza di blow-out



L'eccellenza operativa si traduce per Eni nella continua innovazione dei carburanti volta ad offrire al mercato prodotti ad elevata prestazione e qualità ambientale che anticipino le normative sempre più stringenti. L'avvio su scala industriale del primo impianto basato sulla tecnologia proprietaria EST permetterà inoltre di utilizzare anche greggi pesanti riducendo quasi completamente la produzione di scarti. L'innovazione tecnologica permetterà anche il rilancio della chimica attraverso l'offerta di prodotti a basso impatto ambientale e la produzione di bioplastiche da materie prime vegetali.
Ai fini della riduzione dei propri impatti sul clima Eni ha da tempo avviato una strategia che prevede il progressivo abbandono della pratica del flaring nelle attività upstream e lo sviluppo di piani annuali di efficienza energetica in tutti i settori operativi. I risultati di questa strategia sono evidenti dai valori degli indici di emissione di CO_2 registrati nei diversi settori.

Indice di emissione di CO_2



Oltre alla continua riduzione dei consumi di acqua dolce e al riutilizzo delle acque industriali e di falda del settore downstream Eni ha mappato le proprie attività in zone a stress idrico per un'ulteriore ottimizzazione nell'uso delle risorse idriche e sta aumentando progressivamente la reiniezione in giacimento delle acque di formazione associate al petrolio.

L'individuazione delle aree ricche di biodiversità potenzialmente influenzate dalle attività esplorative e di produzione permetterà di integrare ancora meglio l'impegno per la conservazione della biodiversità e l'uso responsabile delle risorse ecosistemiche nella gestione delle attività.
Eni continua a promuovere azioni volte ad assicurare l'integrità degli impianti operativi attraverso progetti di "asset integrity", ad innalzare gli standard e, ove necessario, ad avviare progetti impiantistici e gestionali, in accordo con i più avanzati standard internazionali. Nei prossimi 4 anni sarà completata la certificazione di tutte le più significative realtà operative secondo la normativa OHSAS 18001. Inoltre è proseguita la diffusione della cultura della sicurezza con l'attivazione del programma Eni in Safety, piano integrato di interventi formativi e informativi sulla sicurezza. Con riferimento alle ulteriori azioni per la diffusione del know-how e valorizzazione del patrimonio di conoscenze in tutti i suoi business, Eni ha un sistema di gestione delle competenze per mettere a fattor comune il patrimonio di conoscenze e pratiche eccellenti accumulate nel tempo. In particolare, nel settore Exploration & Production, nel corso del 2011 sono stati condotti circa 57 webinar che hanno visto coinvolte 1.800 persone.
Per migliorare la prevenzione e la mitigazione del rischio, Eni mantiene un impegno costante nella formazione delle sue persone sui temi della sicurezza e della prevenzione delle emergenze. Nel corso del 2011 è stata potenziata la piattaforma cartografica a servizio della gestione delle emergenze che permette di visualizzare i dati georefe-

renziati dei siti industriali a rischio incidente rilevante ed il posizionamento in tempo reale dei mezzi navali e delle autobotti in servizio per Eni. La tutela della salute dei lavoratori e delle comunità viene garantita non solo attraverso il miglioramento degli asset industriali e della loro gestione ma anche tramite lo sviluppo di strumenti di indirizzo e best practices su tematiche di tipo generale (valutazione delle esposizioni) e specifiche, in modo particolare per i rischi emergenti (es. Radiazioni Ottiche Artificiali e Campi Elettromagnetici).

È stato avviato il Progetto Health Impact Assessment con l'obiettivo di definire ed applicare standard per la valutazione dell'impatto delle nuove attività industriali sulle popolazioni residenti, aspetti fondamentali per le autorizzazioni alla costruzione e avvio delle attività nonché per una valutazione successiva del benessere delle collettività.

Il settore oil&gas richiede competenze tecniche complesse e specifiche spesso non disponibili sul mercato del lavoro. Per questo motivo la formazione delle persone e la gestione delle competenze rappresentano due leve organizzative fondamentali per garantire i risultati attesi del business.

Ore di formazione



Eni ha sviluppato dei programmi di formazione ad hoc per ciascun settore di attività con l'obiettivo di supportare lo sviluppo delle professionalità necessarie al business: complessivamente sono state erogate 1.176.928 ore di formazione tecnico-professionale, con un incremento rispetto al 2010 pari al 24%.

Inclusione

Il coinvolgimento, la valorizzazione delle persone e la creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni creano i presupposti per rispondere in modo adeguato e tempestivo alle dinamiche del mercato. Grazie alle competenze delle proprie persone, alla diversità che Eni valorizza al suo interno, alla capacità di integrazione con i vari contesti locali, Eni garantisce un'offerta distintiva con significativi vantaggi in termini di competitività.

Il coinvolgimento delle persone è fondamentale per motivare e creare un clima positivo di reciproca collaborazione. In tale ottica nel 2011 è stata progettata e realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "Eni secondo te", un sondaggio volto a raccogliere le opinioni sull'azienda e le aspettative di oltre 32.000 dipendenti in 47 Paesi. Il tasso di partecipazione è stato del 70,5% e sulla base dei risultati emersi sarà definito un piano di interventi trasversali e mirati.

Il difficile scenario economico ha imposto l'avvio di processi di cambiamento e di riorganizzazione del business al fine di realizzare una maggiore competitività. In tale contesto, l'attività di relazioni industriali ha supportato tutte le fasi di riorganizzazione, anche attraverso una nuova modalità di relazione con le organizzazioni sindacali. A tale riguardo, con l'obiettivo di favorire una maggiore flessibilità, efficienza e produttività, il 26 maggio 2011 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti nel verbale di accordo sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres, sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e relativo al processo di riconversione industriale del sito di Porto Torres.

La disponibilità di persone aperte e capaci di dialogare e collaborare con le diversità presenti nei differenti contesti operativi di Eni è perseguita attraverso un orientamento gestionale inclusivo, rispettoso delle diversità e capace di valorizzarne i differenti contributi. In questo quadro si annovera l'impegno di Eni per la valorizzazione e l'empowerment delle donne al fine di definire obiettivi di aumento della loro presenza nei piani di inserimento, di sviluppo e di nomina negli organi di gestione e controllo delle partecipate Eni.

Per favorire la mobilità internazionale è proseguito il percorso formativo "easy landing" finalizzato allo sviluppo delle competenze internazionali e multiculturali delle persone di Eni che vivono per la prima volta esperienze di lavoro all'estero e sono state avviate iniziative di formazione per la valorizzazione delle diversità interculturali e la corretta gestione degli aspetti correlati. Sono stati attuati inoltre una serie di interventi finalizzati alla valorizzazione delle persone locali che rappresentano il 76,5% dei dipendenti all'estero (il 44% della popolazione complessiva).

Dipendenti all'estero 2011 per tipologia



Per far fronte all'impatto dello "skill shortage" sulla tempistica dei progetti Eni ha mantenuto le core competences in house, come ad esempio geologi e ingegneri con grande esperienza; su queste figure Eni ha un turnover pari a circa l'1%, più basso rispetto al settore. Inoltre, oltre alla crescita interna, ulteriori possibili gap di professionalità sono colmati da ingressi di personale tecnico qualificato reclutato direttamente sul mercato internazionale da Eirl, international employer di Eni.

Eirl è impegnata nello sviluppo delle carriere internazionali con l'intento di valorizzarne le professionalità ed allo stesso tempo rispondere alle esigenze di crescita del business Eni, rendendo disponibili risorse motivate e qualificate ove necessario, con un focus specifico su risorse tecniche, gran parte delle quali qualificate come mid-career Petro Technical Professionals.

Prosegue la collaborazione con il mondo accademico attraverso l'attivazione di Master specifici nel settore oil&gas con il Politecnico di Torino e l'Università di Bologna.

In coerenza con i principi di equità, valorizzazione delle persone e non discriminazione, il sistema di reward Eni ha lo scopo di rafforzare l'engagement delle persone negli obiettivi d'impresa e premiare valori, capacità e comportamenti coerenti con la cultura e la strategia dell'azienda.

Il modello di reward integrato a livello worldwide è stato adeguato nel corso del 2011, in rapporto alle esigenze di retention e di sviluppo delle attività all'estero, attraverso politiche differenziate per famiglie professionali critiche. Nuovi strumenti di reward indirizzati alle risorse professionali maggiormente critiche saranno attuati, a partire dal 2012, adeguando l'offerta retributiva rispetto all'obiettivo di valorizzarne il contributo professionale.

Responsabilità

Un sistema di gestione dei rischi che stabilisce in modo chiaro limiti e responsabilità e un modo di operare improntato al rispetto delle regole e dei più elevati principi etici sono i fondamenti di una gestione responsabile. Questo approccio permette ad Eni di presentarsi come un interlocutore affidabile, attento a mantenere una reputazione eccellente e a ridurre i potenziali rischi. Nella pratica l'operare in modo responsabile si concretizza nell'attuare una rigorosa disciplina finanziaria, adottando un approccio selettivo nella scelta dei partner e degli investimenti lungo tutta la catena del valore (fornitori e partner industriali), nel contrasto attivo alla corruzione e nel rispetto dei diritti umani.

L'obiettivo di preservare una solida struttura finanziaria è perseguito attraverso il bilanciamento tra esigenze di crescita, di remunerazione e di mantenimento dell'adeguata flessibilità finanziaria. La capacità di generare cassa, l'approccio disciplinato nella selezione dei progetti di investimento, l'efficienza nell'uso del capitale e la strategia di business sono alla base della solidità finanziaria Eni. Eni intende preservare un bilanciamento ottimale tra capitale proprio e di terzi, continuando a investire nella crescita e a garantire remunerazioni attrattive agli azionisti.

Eni è inoltre impegnata a perseguire elevati livelli di efficienza operativa, applicando le best practice del settore nella gestione delle operation, attuando le migliori soluzioni organizzative sui processi interni e aggiornando opportunamente le regole e gli standard di comportamento, trasversali a tutte le realtà operative e specifiche delle singole aree, in relazione alle mutate esigenze operative e di contesto.

Al fine di favorire relazioni stabili e durature, Eni persegue la massima trasparenza e chiarezza nella conduzione delle proprie attività applicando misure a tutela di un business sano ed inclusivo. La lotta alla corruzione, che è un obiettivo prioritario, comporta un duplice vantaggio: riduce i rischi di business e massimizza i benefici derivanti dalle attività nei Paesi di presenza. L'azienda è già attiva da diversi anni su questo tema, proibendo espressamente nel suo Codice Etico pratiche di corruzione, attuando una serie di iniziative volte al rafforzamento della cultura d'impresa e aderendo al Global Compact e in particolare al suo working group sul 10° Principio.

Nel 2011 questo impegno è stato rafforzato attraverso le attività svolte dall'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che ha proseguito la consulenza legale specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate.

Per ridurre i rischi operativi e reputazionali, i principi di trasparenza e correttezza adottati da Eni sono estesi a tutta la catena del valore. Eni adotta processi di qualifica e selezione dei propri partner finalizzati a valutare la capacità tecnica, l'affidabilità etica, economica e finanziaria e a minimizzare i rischi insiti nell'operare con terze parti. Eni impone il rispetto di tutte le norme comprese quelle anti-corruzione ai propri business partner. In tale contesto Eni si è fatta promotrice di attività di mediazione e confronto con i principali operatori del settore petrolifero, finalizzate alla condivisione della policy anti-corruzione dell'azienda e dei più rilevanti principi internazionali in materia. Ne sono esempi le iniziative intraprese nel Golfo del Messico, in Inghilterra e in Nigeria.

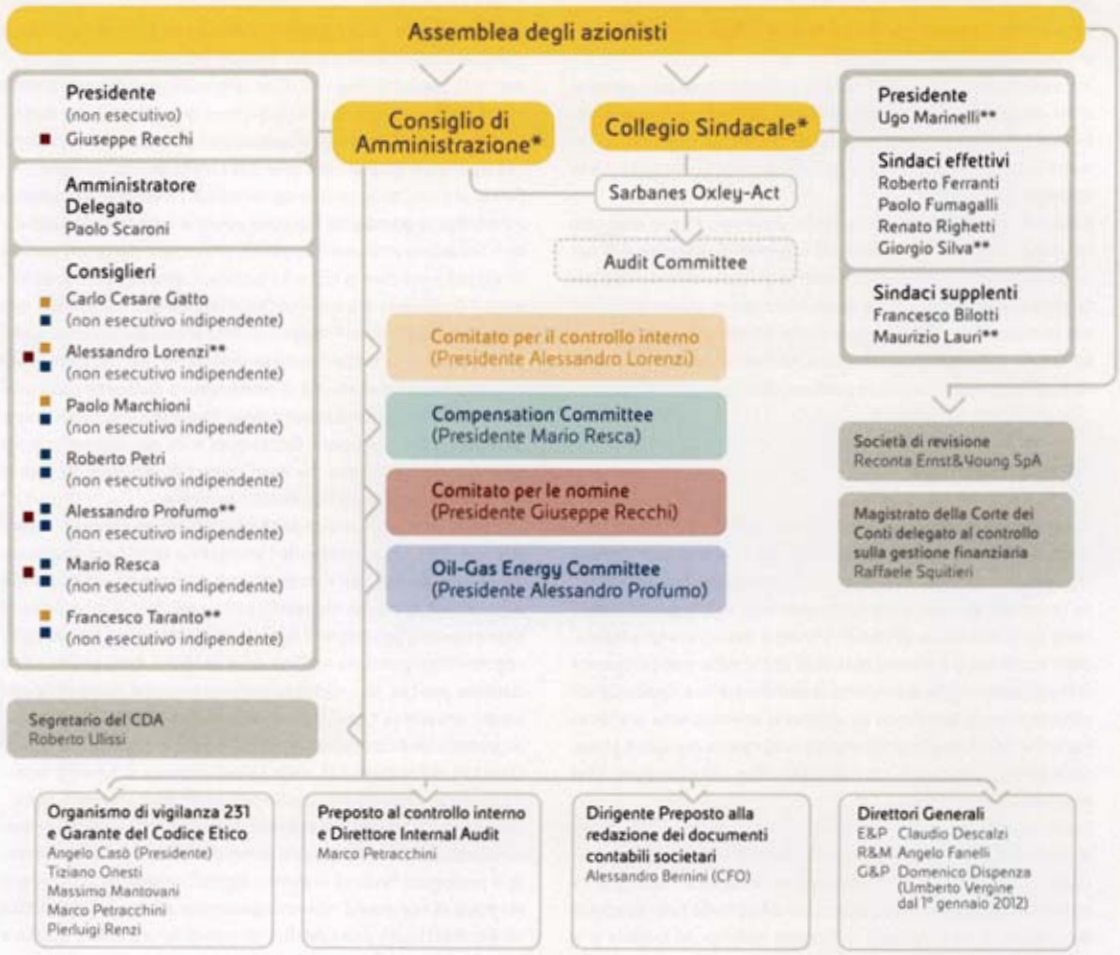
L'azienda adotta criteri di gestione altrettanto selettivi per i fornitori. Nel 2011 sono proseguite l'attivazione di sistemi strutturati di gestione dei fornitori in aree critiche e l'emissione, diffusione e applicazione dei nuovi standard contrattuali, in cui sono presenti anche clausole riguardanti il rispetto dei diritti umani. È inoltre proseguito l'impegno nella verifica della condotta delle imprese che lavorano per Eni, con particolare riferimento alla tutela dei diritti umani, attraverso l'applicazione della Norma SA8000. Anche i subappaltatori/subcontrattisti sono richiamati al rispetto del Codice Etico Eni, del Modello 231, delle Linee Guida per la tutela e la promozione dei diritti umani nonché delle normative anti-corruzione.

In considerazione dell'alta esposizione a differenti normative e culture locali, derivanti dall'elevato numero di Paesi in cui Eni è presente, è proseguita l'attività di Human Rights Compliance Assessment nei Paesi di operatività con un assessment effettuato in Pakistan ed è stato istituito uno specifico gruppo di lavoro intersettoriale e interfunzionale a livello Corporate, per affrontare e risolvere alcune aree di miglioramento rilevate negli assessment locali e implementare i Guiding Principles on Business and Human Rights, emessi dalle Nazioni Unite a giugno 2011.

Governance

Eni considera la Corporate Governance un valore fondante del proprio modello di business, nella consapevolezza che una buona governance è il prerequisito per attuare la missione d'impresa nel rispetto degli standard di correttezza ed economicità: il sistema di governance è disegnato per sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e, affiancando la strategia d'impresa, per contribuire al raggiungimento di risultati di business stabili e alla creazione di valore sostenibile di lungo periodo.

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di controllo al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione[1].
Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2011, con aggiornamenti al 15 marzo 2012:



* Fino al 5 maggio 2011 sono stati componenti (i) del Consiglio di Amministrazione: Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Alberto Clò, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto; (ii) del Collegio Sindacale: Ugo Marinelli, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva.
** Componenti designati dalla lista di minoranza.

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. La composizione dell'organo di amministrazione della Società tiene conto della necessità che siano rappresentate nel dibattito collegiale istanze, competenze e caratteristiche diverse e che siano presenti soggetti capaci di assicurare che il ruolo ad essi attribuito sia svolto in modo efficace; in particolare, in Consiglio, siedono manager e professionisti con differenti profili ed esperienze, in grado di esprimere altrettanti punti di vista nel dibattito consiliare, rendendolo completo e bilanciato. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio Sindacale, sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Inoltre, dei 9 amministratori, 8 sono non esecutivi, 7 dei quali in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del 2006, cui Eni aderisce.

Il Consiglio di Amministrazione, investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società in relazione all'oggetto sociale, ha nominato un Amministratore Delegato, cui ha affidato la gestione della Società, salvi i poteri che si è riservato, ed ha attribuito al Presidente, nominato dall'Assemblea, deleghe, previste dallo Statuto, per l'individuazione e la promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica. Fra le proprie riserve di competenza, il Consiglio ha individuato le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge; in particolare, si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno e gestione dei rischi, e nella definizione delle linee fondamentali della Corporate Governance[2], nonché dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo, di cui valuta annualmente l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento. Il Consiglio si è inoltre riservato la definizione delle politiche di sostenibilità e la condivisione dei risultati che devono essere presentati all'Assemblea degli azionisti, attraverso un sistema di reporting integrato in grado di rappresentare come le buone performance di sostenibilità concorrano a creare valore nel lungo termine.

La politica di remunerazione degli amministratori e del top management di Eni è definita in modo tale da attrarre persone di altissimo profilo professionale e manageriale e da allineare l'interesse del management con l'obiettivo prioritario di creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo. A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione sia al ruolo sia alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe e per significatività del panel competitivo, ed è composta da un equilibrato mix di componenti fisse, e di componenti variabili. Nell'ambito della politica di remunerazione Eni, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business ed operativi, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati, in coerenza con il Piano Strategico della Società[3].

Il Consiglio ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee[4], il Comitato per le nomine e l'Oil-Gas Energy Committee. In particolare, al Comitato per le nomine, costituito il 28 luglio 2011, sono stati affidati compiti istruttori, fra l'altro, in relazione alla designazione del top management di nomina consiliare e di supervisione dei piani di successione, incluso, eventualmente, quello dell'Amministratore Delegato.

Affinché il Consiglio possa assumere decisioni strategiche consapevoli e sovrintendere in modo adeguato alle attività di gestione, gli Amministratori devono essere, singolarmente e collegialmente, informati compiutamente e con il dovuto anticipo. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure e vengono accuratamente preparate, con il supporto del Segretario del Consiglio, dal Presidente, cui è riservato un ruolo di leadership e di moderazione del dibattito, affinché ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. Inoltre, nel giugno 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i Consiglieri e i Sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. La sostenibilità e l'etica di impresa sono stati argomenti di induction, con l'obiettivo di formare Amministratori e Sindaci in grado di comprendere come le questioni sociali e ambientali influenzino l'ambito di business dell'azienda, e come le tendenze sociali e normative possono creare nuove opportunità e rischi.

Allo stesso tempo, il Consiglio ha dato corso, per il sesto anno consecutivo, ad un programma di autovalutazione (cd. "board review") della propria composizione e del proprio funzionamento, avvalendosi del supporto di un consulente esterno specializzato e indipendente. Con il supporto dello stesso consulente, il Consiglio di Eni ha sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review, che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le Persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business della Società.

(2) In particolare, la composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa): Eni ha deciso di raccomandare l'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'efficacia della norma, programmando un piano di formazione destinato ai nuovi componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate da Eni, uomini e donne, con un particolare approfondimento sul contributo apportato dalla diversità nei Consigli.

(3) Per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società, in cui la Politica sulla remunerazione è oggetto del voto consultivo dell'Assemblea degli azionisti.

(4) Il Compensation Commitee assiste il Consiglio in materia di remunerazione: per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società.

Eni adotta un sistema di controllo interno integrato e pervasivo, basato su organi, strumenti e flussi informativi che conducono da ultimo agli organi di amministrazione e controllo al vertice della Società. In questo contesto, Eni ha deciso di attuare un nuovo modello per la gestione integrata dei rischi, in una logica di arricchimento del sistema, anche organizzativo, in essere.

Se quanto detto riflette, seppur in sintesi, i temi più rilevanti in termini di gestione e controllo che caratterizzano il sistema e le regole di governance di Eni, occorre evidenziare che l'attenzione di Eni si riflette anche nella creazione di un canale di comunicazione aperto e trasparente nei confronti dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder, assicurando un impegno costante per l'effettivo esercizio dei diritti di ciascuno e di tutti gli azionisti. L'impegno di Eni è quello di rendere disponibili informazioni complete, tempestive, comprensibili e accessibili a tutti.

Ancor più, Eni sente la responsabilità, quale prima società italiana per capitalizzazione di borsa, di esprimere riflessioni sulla Corporate Governance utili per il sistema nazionale: in linea con i principi della propria Policy di Corporate Governance, Eni ha inteso fornire un contributo al dibattito sui sistemi di amministrazione e controllo delle società quotate, elaborando alcune proposte (normative o di autodisciplina) che possono contribuire ad incrementare l'efficienza del sistema italiano. Le proposte riguardano in primo luogo il Consiglio di Amministrazione e le principali figure che ne fanno parte, di cui mettono in rilievo il ruolo strategico, che richiede anche la nomina di Amministratori con i necessari requisiti di professionalità. La diversity (non solo di genere) degli Amministratori è considerata come requisito fondamentale per la corretta composizione dell'organo consiliare. L'esigenza di assicurare la continuità del Consiglio ha condotto a suggerire la scadenza differenziata degli Amministratori (cd. "staggered board"), come riflessione da proporre alle società. Anche i compiti dei Comitati del Consiglio sono stati rivisti in funzione del ruolo strategico del Consiglio, valorizzando nel contempo i compiti di controllo del Collegio Sindacale. Accanto alla razionalizzazione del sistema di controllo interno, è stata messa in evidenza la necessità di prevedere, all'interno di esso, un'articolata ed efficace struttura di risk management. Un ultimo gruppo di proposte ha avuto come riferimento gli azionisti, al fine di coinvolgerli maggiormente nella vita della società e di migliorarne l'informazione. Per l'Assemblea sono state auspicate norme che ne snelliscano le procedure, contenendo gli interventi di mero disturbo e iniziative che promuovano la trasparenza delle politiche di voto degli investitori istituzionali[5]. Le proposte, presentate alla stampa il 13 luglio 2011, sono state sottoposte al pubblico dibattito, aperto al mondo economico, finanziario, accademico e istituzionale; alcune delle Proposte Eni sono state recepite nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011.

[5] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società.

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,72	**0,41**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,59	0,48	**0,41**
Fatality index	(infortuni mortali /ore lavorate) x 100.000.000	1,77	7,90	**1,83**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	23.801	29.497	**29.121**
Utile operativo		9.120	13.866	**15.887**
Utile operativo adjusted		9.484	13.884	**16.077**
Utile netto adjusted		3.878	5.600	**6.866**
Investimenti tecnici		9.486	9.690	**9.435**
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		32.455	37.646	**42.024**
ROACE adjusted	(%)	12,3	16,0	**17,2**
Profit per boe [b]	($/boe)	8,14	11,91	**16,98**
Opex per boe [b]		5,77	6,14	**7,28**
Cash flow per boe		23,70	25,52	**31,65**
Finding & Development cost per boe [c]		28,90	19,32	**18,82**
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi [d]		46,90	55,60	**72,26**
Produzione di idrocarburi [d]	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	**1.581**
Riserve certe di idrocarburi [d]	(milioni di boe)	6.571	6.843	**7.086**
Vita utile residua delle riserve certe [d]	(anni)	10,2	10,3	**12,3**
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve [d]	(%)	96	125	**142**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.271	10.276	**10.425**
di cui: *all'estero*		*6.388*	*6.370*	***6.628***
Oil spill da incidenti	(barili)	6.259	3.820	**2.930**
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	**6.127**
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	39	44	**43**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	29,73	31,20	**23,59**
di cui: *da flaring*		*13,84*	*13,83*	***9,55***
Community investment	(milioni di euro)	67	72	**62**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Relativo alle società consolidate.
(c) Media triennale.
(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Performance dell'anno

> Nel 2011 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -43,1% per i dipendenti e -14,6% per i contrattisti rispetto al 2010.

> In sensibile calo le emissioni di gas serra (totali e da flaring) grazie al completamento di alcuni progetti di gas recovery in particolare in Nigeria e all'entrata a regime di due turbine in una centrale elettrica alimentata con gas associato in Congo. La performance è stata anche influenzata dalla minore attività in Libia.

> Nel 2011 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con 6.866 milioni di euro di utile netto adjusted in aumento del 22,6% rispetto al 2010. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio e il ripristino della produzione in Libia in tempi record.

> Il ROACE adjusted è pari al 17,2% nel 2011 (16% nel 2010).

Scoperta giant in Mozambico

> La scoperta a gas giant in Mozambico supera ogni aspettativa e apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove il fabbisogno energetico cresce a ritmi sostenuti. Il pozzo esplorativo Mamba South e i recenti Mamba North e Mamba North East perforati nell'Area 4 del

bacino offshore di Rovuma hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di almeno 1.133 miliardi di metri cubi di gas in posto. Si tratta della più importante scoperta mai realizzata da Eni in qualità di operatore.

Ripresa delle attività in Libia

> Il ripristino in tempi record delle attività Eni in Libia ha consentito di limitare l'impatto della Rivoluzione sui risultati del 2011. Gli asset Eni erogano alla data corrente circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012. Il 20 dicembre 2011 Eni ha notificato alla controparte libica NOC la cessazione dello stato di forza maggiore dichiarato nell'aprile 2011.

Avvio del progetto Perla in Venezuela

> È stato firmato con la compagnia di Stato venezuelana PDVSA il Gas Sale Agreement per lo sfruttamento commerciale della scoperta a gas giant di Perla con volumi in place di oltre 450 miliardi di metri cubi. Il piano di sviluppo prevede tre fasi con la produzione fino al 2036 di circa 246 miliardi di metri cubi e un erogato di picco pari a 34 milioni di metri cubi/giorno. Il gas sarà destinato alla domanda interna e in parte esportato. Gli investimenti riguardanti la prima fase di sviluppo sono stimati in 1,4 miliardi di dollari al 100%.

Portafoglio

Nonostante il 2011 sia stato segnato dagli eventi libici, il management ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita di lungo termine. L'applicazione del modello di cooperazione Eni, il consolidamento della presenza nelle aree core e l'ingresso in aree ad elevato potenziale assicurano le basi per una nuova fase di sviluppo:

> È stato firmato con PetroChina un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. Analogo accordo strategico è stato firmato con Sinopec.

> È stato raggiunto con Sonatrach un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali in Algeria, in particolare di risorse di shale gas.

> È stato ratificato un Memorandum of Understanding di ampia portata con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica. L'accordo è volto a promuovere iniziative congiunte nell'esplorazione e nello sviluppo di idrocarburi convenzionali e non convenzionali nel Paese e in Africa. Inoltre Eni assicurerà forniture long-term di GNL e prodotti raffinati a sostegno dello sviluppo economico del Paese.

> È stato raggiunto con le Autorità di Stato dell'Egitto un accordo per rilanciare le attività petrolifere nel Paese in particolare nelle aree del Deserto Occidentale, nel Mar Mediterraneo e nella zona del Sinai, che riguarderanno sia lo sviluppo, attraverso la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'accelerazione della produzione da nuove scoperte, sia l'esplorazione, con la perforazione di 12 pozzi.

> È stata acquisita dalla società Cadogan Petroleum plc un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.

> È stato firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. Inoltre, è stata acquisita la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.

> Sono stati acquisiti i contratti esplorativi con il ruolo di operatore dei Blocchi Arguni I e North Ganal, situati nell'onshore e nell'offshore indonesiano. Le attività a progetto riguardano lo sviluppo di risorse di gas naturale che saranno destinate agli impianti di liquefazione già in produzione nei pressi di entrambe le aree esplorative.

> È stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa PL657 (Eni 80%) nel Mare di Barents, in prossimità del giacimento Goliat operato (Eni 65%). In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility esistenti e ridurre significativamente il time-to-market.

> È stato firmato con le Autorità angolane il Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 35 (Eni 30%, operatore) in un bacino offshore di grande interesse minerario.

Accordi per il giacimento Karachaganak in Kazakhstan

> Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement di Karachaganak hanno firmato un accordo vincolante con la Repubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz con il 10% e la diluizione proporzionale delle quote delle contractor companies. L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive.

Produzione

> La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1.581 mila boe/giorno, evidenziando una flessione del 12,9% rispetto al 2010 a causa essenzialmente della perdita dell'output libico. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori entitlement nei contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi similari stimati in circa 30 mila boe/giorno. Al netto di tale effetto oltre che della citata forza maggiore in Libia, la produzione risulta in linea.

> Nel 2011 i volumi sversati per oil spill da incidenti registrano una riduzione del 23%, grazie alle costanti attività di prevenzione avviate.
> Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.
> Sono state ottenute diverse decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia, nonché altri progetti in Norvegia e Golfo del Messico che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione al plateau 2015.

Riserve

> Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2011 determinate sulla base del prezzo di 111 dollari/barile per il marker Brent raggiungono il livello di 7,09 miliardi di boe (+3,6% rispetto al 2010). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 142%. Escludendo l'effetto prezzo il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua è di 12,3 anni (10,3 anni al 31 dicembre 2010).

Investimenti

> Nel 2011 sono stati investiti 9.435 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia Centrale. La selettiva campagna esplorativa dell'anno (1.210 milioni di euro, +19,6% rispetto al 2010) ha riguardato il completamento di 56 nuovi pozzi esplorativi (28 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 42% (38,6% in quota Eni). A fine esercizio risultano 17 pozzi in progress (9,9 in quota Eni).
> Nel 2011 la resource base Eni è stata incrementata di 1,1 miliardi di boe con numerose scoperte esplorative. I successi esplorativi conseguiti nell'anno hanno riguardato, oltre alla citata scoperta in Mozambico, l'appraisal della scoperta giant di Perla in Venezuela, le importanti scoperte di Jangkrik North East (Eni 55%, operatore) in Indonesia e Skrugard/Havis (Eni 30%) nel Mare di Barents, le scoperte/appraisal nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'offshore angolano, oltre quelle registrate nel Golfo del Messico, Ghana, Egitto, Pakistan, Regno Unito e Nigeria.
> Sono stati investiti 7.357 milioni di euro nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Norvegia, Kazhakstan, Algeria, Stati Uniti, Italia, Congo ed Egitto.
> Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di 90 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2010).

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. Dal 2009[1] i prezzi 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 incertezza. 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)

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

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) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) 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[3] tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione 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[4]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, 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 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton[4] hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011[5]. Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

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. 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 2010		**6.332**	**511**	**6.843**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)		279	645	924
Effetto prezzo		(96)	(1)	(97)
Promozioni nette		183	644	827
Acquisizioni		2		2
Cessioni		(9)		(9)
Produzione		(568)	(9)	(577)
Riserve certe al 31 dicembre 2011		**5.940**	**1.146**	**7.086**
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)			142
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo	(%)			159

(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 and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.
(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2011.
(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Nel 2011 le promozioni nette a riserve certe di 827 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte, estensioni ed altro (+591 milioni di boe), in particolare in Russia, Venezuela, Stati Uniti e Angola; (ii) revisioni di precedenti stime (+228 milioni di boe) in particolare in Norvegia, Russia, Italia, Egitto, Kazakhstan e Iraq; (iii) miglioramenti da recupero assistito (+8 milioni di boe) in particolare in Norvegia e Algeria. L'effetto prezzo negativo di 97 milioni di boe è determinato sulla base della variazione del prezzo del marker Brent di riferimento, passato da 79 dollari/barile del 2010 a 111 dollari/barile del 2011, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione.
Le cessioni (9 milioni di boe) si riferiscono alla vendita di asset in Nigeria e Regno Unito.
Le acquisizioni (2 milioni di boe) riguardano l'acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione nel giacimento Annamaria in Italia e la partecipazione in due licenze di esplorazione e sviluppo in Ucraina.
Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe[6] nel 2011 è stato del 142%, escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua delle riserve è di 12,3 anni (10,3 anni nel 2010).

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2011 ammontano a 3.316 milioni di boe, di cui 1.539 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 279 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa, Russia e Venezuela. Le società consolidate detengono 1.284 milioni di barili di liquidi e 148 miliardi di metri cubi di gas naturale.
Nel 2011 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 495 milioni di boe a seguito di approvazioni di nuovi progetti essenzialmente in Russia, Venezuela e Stati Uniti (circa 500 milioni di boe) e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico, contrattuale, effetto prezzo e operazioni di portafoglio.
Durante il 2011, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 193 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Nikaitchuq (Stati Uniti); MLE (Algeria); Denise, Belayim e Taurt (Egitto); M'Boundi (Congo); Zamzama (Pakistan); Kitan (Australia); Karachaganak (Kazakhstan); Tyrihans (Norvegia).
Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa 1,9 miliardi di euro.
La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nelle infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,4 miliardi di boe) con una riduzione di 120 milioni di boe rispetto al 2010. Le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro la fine del 2012 o nei primi mesi del 2013. Tali riserve certe non sviluppate saranno prodotte in funzione della capacità produttiva disponibile con la realizzazione degli impianti della Fase 1 (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,27 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.
Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 341 milioni di boe, principalmente gas naturale, a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati in Australia, Egitto, India, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Regno Unito.
I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 69% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

(6) 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 petrolio e gas naturale [a]

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate		2009			2010			2011	
Italia	233	76.556	703	248	74.877	724	259	70.520	707
Sviluppate	*141*	*56.643*	*490*	*183*	*58.379*	*554*	*184*	*55.989*	*540*
Non sviluppate	*92*	*19.913*	*213*	*65*	*16.498*	*170*	*75*	*14.531*	*167*
Resto d'Europa	351	39.066	590	349	39.659	601	372	40.360	630
Sviluppate	*218*	*34.853*	*432*	*207*	*31.220*	*405*	*195*	*28.156*	*374*
Non sviluppate	*133*	*4.213*	*158*	*142*	*8.439*	*196*	*177*	*12.204*	*256*
Africa Settentrionale	895	166.907	1.922	978	175.767	2.096	917	175.303	2.031
Sviluppate	*659*	*98.724*	*1.266*	*656*	*87.789*	*1.215*	*622*	*86.929*	*1.175*
Non sviluppate	*236*	*68.183*	*656*	*322*	*87.978*	*881*	*295*	*88.374*	*856*
Africa Sub-Sahariana	770	60.219	1.141	750	60.239	1.133	670	55.186	1.021
Sviluppate	*544*	*41.430*	*799*	*533*	*43.884*	*812*	*483*	*40.699*	*742*
Non sviluppate	*226*	*18.789*	*342*	*217*	*16.355*	*321*	*187*	*14.487*	*279*
Kazakhstan	849	60.571	1.221	788	53.063	1.126	653	46.642	950
Sviluppate	*291*	*52.651*	*614*	*251*	*45.893*	*543*	*215*	*41.917*	*482*
Non sviluppate	*558*	*7.920*	*607*	*537*	*7.170*	*583*	*438*	*4.725*	*468*
Resto dell'Asia	94	23.062	236	139	24.664	295	106	19.405	230
Sviluppate	*45*	*15.269*	*139*	*39*	*15.856*	*139*	*34*	*14.958*	*129*
Non sviluppate	*49*	*7.793*	*97*	*100*	*8.808*	*156*	*72*	*4.447*	*101*
America	153	17.807	263	134	15.002	230	132	16.699	238
Sviluppate	*80*	*14.317*	*168*	*62*	*12.211*	*141*	*92*	*10.887*	*162*
Non sviluppate	*73*	*3.490*	*95*	*72*	*2.791*	*89*	*40*	*5.812*	*76*
Australia e Oceania	32	16.280	133	29	15.393	127	25	17.103	133
Sviluppate	*23*	*15.991*	*122*	*20*	*15.268*	*117*	*25*	*13.909*	*112*
Non sviluppate	*9*	*289*	*11*	*9*	*125*	*10*		*3.194*	*21*
Totale società consolidate	3.377	460.468	6.209	3.415	458.664	6.332	3.134	441.218	5.940
Sviluppate	***2.001***	***329.878***	***4.030***	***1.951***	***310.500***	***3.926***	***1.850***	***293.444***	***3.716***
Non sviluppate	***1.376***	***130.590***	***2.179***	***1.464***	***148.164***	***2.406***	***1.284***	***147.774***	***2.224***
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa								50	
Sviluppate								*3*	
Non sviluppate								*47*	
Africa Settentrionale	13	419	15	19	696	23	17	568	21
Sviluppate	*10*	*314*	*12*	*18*	*627*	*22*	*16*	*498*	*19*
Non sviluppate	*3*	*105*	*3*	*1*	*69*	*1*	*1*	*70*	*2*
Africa Sub-Sahariana	7	2.417	22	6	3.339	28	22	9.580	83
Sviluppate	*4*	*142*	*5*	*4*	*107*	*5*	*4*	*108*	*4*
Non sviluppate	*3*	*2.275*	*17*	*2*	*3.232*	*23*	*18*	*9.472*	*79*
Resto dell'Asia	50	42.111	309	44	43.030	317	110	85.880	656
Sviluppate	*7*	*6.133*	*44*	*5*	*6.051*	*43*		*665*	*5*
Non sviluppate	*43*	*35.978*	*265*	*39*	*36.979*	*274*	*110*	*85.215*	*651*
America	16	44	16	139	627	143	151	37.015	386
Sviluppate	*13*	*35*	*13*	*25*	*173*	*26*	*25*	*237*	*26*
Non sviluppate	*3*	*9*	*3*	*114*	*454*	*117*	*126*	*36.778*	*360*
Totale società in joint venture e collegate	86	44.991	362	208	47.692	511	300	133.093	1.146
Sviluppate	***34***	***6.624***	***74***	***52***	***6.958***	***96***	***45***	***1.511***	***54***
Non sviluppate	***52***	***38.367***	***288***	***156***	***40.734***	***415***	***255***	***131.582***	***1.092***
Totale riserve certe	3.463	505.459	6.571	3.623	506.356	6.843	3.434	574.311	7.086
Sviluppate	2.035	336.502	4.104	2.003	317.458	4.022	1.895	294.955	3.770
Non sviluppate	1.428	168.957	2.467	1.620	188.898	2.821	1.539	279.356	3.316

[a] Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1,581 milioni di boe/giorno con una riduzione del 12,9% rispetto al 2010 a causa del ridotto contributo delle attività Eni in Libia, penalizzate dal blocco pressoché totale degli impianti e installazioni e dalla chiusura del gasdotto GreenStream durante la fase acuta della crisi interna del Paese. Lo sforzo straordinario operato nell'ultima parte dell'anno per riprendere le produzioni e riavviare il GreenStream ha consentito di riportare il livello delle produzioni dell'anno in Libia intorno a 110 mila boe/giorno, attenuando l'impatto degli eventi di forza maggiore (pari a circa -200 mila boe/giorno nel periodo). La performance è stata penalizzata dai minori entitlement nei PSA e altri schemi similari per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -30 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione dell'anno risulta in linea con l'esercizio precedente. Gli avvii/regimazioni dell'anno hanno compensato una crescita della produzione più contenuta rispetto alle aspettative in Iraq e le fermate programmate.

La produzione di petrolio (845 mila barili/giorno) è diminuita di 152 mila barili/giorno, pari al 15,2%. La perdita di produzione libica, l'impatto negativo nei PSA e le minori produzioni in Angola, Nigeria e Regno Unito sono stati parzialmente compensati dagli avvii/ramp-up in: (i) Norvegia, a seguito della crescita produttiva dei giacimenti Morvin (Eni 30%) e Tyrihans (Eni 6,23%); (ii) Italia, a seguito dello start-up dei giacimenti Guendalina (Eni 80%) e Capparuccia (Eni 95%); (iii) Australia, a seguito dell'avvio produttivo di Kitan (Eni operatore con il 40%).

La produzione di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 13 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10,1% per effetto della perdita di produzione libica e da minori performance negli Stati Uniti. In crescita le produzioni in: (i) Congo e Norvegia, per migliore perfomance; (ii) Egitto, a seguito dello start-up di Denise B (Eni 50%) e migliore performance di Tuna (Eni 50%, operatore).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 548,5 milioni di boe. La differenza di 28,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 577 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (21,1 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (302,6 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 26% destinato alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (38,7 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 31% al settore Gas & Power.

La costante attività Eni nella gestione efficiente delle operazioni nel campo della produzione di petrolio e gas naturale ha ridotto del 23% i volumi sversati a seguito di oil spill da incidenti (pari a 2.930 barili nel 2011) e del 30% il numero di eventi (92 eventi nel 2011). Tali oil spill operativi sono registrati principalmente in Algeria, Egitto e Nigeria, mentre gli oil spill dovuti a sabotaggio/terrorismo sono concentrati essenzialmente in Nigeria.

Pozzi produttivi

Nel 2011 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.477 (3.136,1 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.810 (1.963,2 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.667 (1.172,9 in quota Eni).

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Pozzi produttivi [a]

	2011			
	Petrolio		Gas naturale	
(numero)	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	237,0	191,5	630,0	546,5
Resto d'Europa	414,0	63,3	207,0	93,1
Africa Settentrionale	1.357,0	651,8	144,0	56,0
Africa Sub-Sahariana	2.952,0	562,6	479,0	32,1
Kazakhstan	89,0	28,9		
Resto dell'Asia	602,0	381,5	849,0	328,7
America	152,0	79,8	344,0	113,2
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	5.810,0	**1.963,2**	**2.667,0**	**1.172,9**

(a) Include 2.304 (741,7 in quota Eni) 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.

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)
Società consolidate	2009			2010			2011		
Italia	**56**	**18,5**	**169**	**61**	**19,1**	**183**	**64**	**19,1**	**186**
Resto d'Europa	**133**	**18,6**	**247**	**121**	**15,9**	**222**	**120**	**15,2**	**216**
Croazia		2,7	17		1,3	8		0,9	5
Norvegia	78	7,8	126	74	7,7	123	80	8,0	131
Regno Unito	55	8,1	104	47	6,9	91	40	6,3	80
Africa Settentrionale	**287**	**45,5**	**567**	**297**	**47,2**	**597**	**204**	**35,8**	**432**
Algeria	80	0,5	83	74	0,5	77	69	0,5	72
Egitto	91	22,5	230	96	21,4	232	91	22,7	236
Libia	108	22,1	244	116	24,7	273	36	12,0	112
Tunisia	8	0,4	10	11	0,6	15	8	0,6	12
Africa Sub-Sahariana	**309**	**7,8**	**357**	**318**	**12,5**	**397**	**275**	**14,3**	**366**
Angola	122	0,8	127	110	0,9	115	92	0,9	98
Congo	97	0,8	102	98	1,9	110	87	3,4	108
Nigeria	90	6,2	128	110	9,7	172	96	10,0	160
Kazakhstan	**70**	**7,3**	**115**	**65**	**6,7**	**108**	**64**	**6,5**	**106**
Resto dell'Asia	**56**	**11,7**	**129**	**47**	**12,3**	**125**	**33**	**11,4**	**106**
Cina	7	0,2	8	6	0,2	7	7	0,1	8
India		0,1	1	1	1,0	8		0,6	4
Indonesia	1	2,1	15	1	1,9	13	1	1,6	12
Iran	35		35	21		21	6		6
Iraq				5		5	7		7
Pakistan	1	9,3	58	1	9,2	59	1	9,1	58
Turkmenistan	12		12	12		12	11		11
America	**71**	**12,0**	**145**	**60**	**11,2**	**132**	**55**	**9,5**	**115**
Ecuador	14		14	11		11	7		7
Stati Uniti	57	10,1	119	49	9,4	109	48	7,9	98
Trinidad e Tobago		1,9	12		1,8	12		1,6	10
Australia e Oceania	**8**	**1,4**	**17**	**9**	**2,7**	**26**	**11**	**2,8**	**28**
Australia	8	1,4	17	9	2,7	26	11	2,8	28
	990	**122,8**	**1.746**	**978**	**127,6**	**1.790**	**826**	**114,6**	**1.555**
Società in joint venture e collegate									
Angola	3		3	3		3	3	0,1	4
Brasile							1		1
Indonesia	1	0,9	6	1	0,8	6	1	0,7	6
Tunisia	5	0,2	6	4	0,2	5	5	0,2	6
Venezuela	8		8	11		11	9		9
	17	**1,1**	**23**	**19**	**1,0**	**25**	**19**	**1,0**	**26**
Totale	**1.007**	**123,9**	**1.769**	**997**	**128,6**	**1.815**	**845**	**115,6**	**1.581**

[a] Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).
[b] Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2011, 2010 e 2009).

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2011 sono stati ultimati 56 nuovi pozzi esplorativi[7] (28 in quota Eni), a fronte dei 47 (23,8 in quota Eni) del 2010 e dei 69 (37,6 in quota Eni) del 2009.

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 42% (38,6% in quota Eni) a fronte del 41% (39% in quota Eni) del 2010 e del 41,9% (43,6% in quota Eni) nel 2009.

Sviluppo

Nel 2011 sono stati ultimati 407 nuovi pozzi di sviluppo (186,1 in quota Eni), a fronte dei 399 (178 in quota Eni) del 2010 e dei 418 (175,1 in quota Eni) del 2009.

È attualmente in corso la perforazione di 118 pozzi di sviluppo (39,5 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Perforazione esplorativa

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress[b]	
	2009		2010		2011		2011	
(numero)	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	totale	in quota Eni
Italia		1,0		0,5			6,0	4,4
Resto d'Europa	4,1	0,2	1,7	1,1	0,3	0,7	21,0	6,5
Africa Settentrionale	4,8	3,8	9,3	8,1	6,2	3,4	21,0	15,7
Africa Sub-Sahariana		2,7	2,3	4,7	0,6	2,6	63,0	18,6
Kazakhstan							13,0	2,3
Resto dell'Asia	2,3	3,9	1,0	2,8	0,2	7,6	16,0	6,9
America	1,0	3,8		6,3	2,5		11,0	3,3
Australia e Oceania	0,8	1,4	1,0	0,4		1,4		
	13,0	16,8	15,3	23,9	9,8	15,7	151,0	57,7

Perforazione di sviluppo

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress	
	2009		2010		2011		2011	
(numero)	produttivi	sterili[c]	produttivi	sterili[c]	produttivi	sterili[c]	totale	in quota Eni
Italia	18,3		23,9	1,0	25,3		3,0	2,0
Resto d'Europa	12,5		2,9	0,2	3,3	0,3	18,0	3,9
Africa Settentrionale	40,7	0,4	44,3	0,3	55,9	1,1	27,0	12,5
Africa Sub-Sahariana	35,8	1,9	28,0	2,5	28,2	1,0	28,0	6,6
Kazakhstan	3,8		1,8		1,3		13,0	2,2
Resto dell'Asia	38,6	4,3	41,7	1,8	39,2	2,5	12,0	5,4
America	15,6	1,0	27,6	0,5	27,6		17,0	6,9
Australia e Oceania	2,2		1,5		0,4			
	167,5	7,6	171,7	6,3	181,2	4,9	118,0	39,5

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.
(c) 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.

Superfici

Al 31 dicembre 2011 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.106 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 41 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 254.421 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.373 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 213.048 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2011 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Angola, Australia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Norvegia e Ucraina, per una superficie di circa 14 mila chilometri quadrati; (ii) dal rilascio totale di licenze in Arabia Saudita, Australia, Cina, Danimarca, Indonesia, Italia, Libia, Pakistan, Nigeria e Yemen per 72 mila chilometri quadrati; (iii) dalla diminuzione di superficie netta sia per rilascio parziale che per riduzione della quota di partecipazione in Cina, Congo, India e Mozambico per circa 9 mila chilometri quadrati.

(7) Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011						
	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	29.079	286	17.324	24.007	41.331	11.216	14.807	26.023
Italia	19.097	151	10.927	10.721	21.648	9.055	7.817	16.872
Resto d'Europa	9.982	135	6.397	13.286	19.683	2.161	6.990	9.151
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.418	50	2.262	5.838	8.100	337	1.998	2.335
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.151	74	2.110	789	2.899	807	207	1.014
Ucraina		2	50	49	99	30	15	45
Altri Paesi	3.458	4		4.642	4.642		2.802	2.802
AFRICA	152.671	270	67.154	200.957	268.111	20.167	117.053	137.220
Africa Settentrionale	44.277	112	31.781	36.772	68.553	13.877	16.655	30.532
Algeria	17.244	39	2.261	17.358	19.619	815	8.250	9.065
Egitto	6.594	52	5.109	10.727	15.836	1.837	4.061	5.898
Libia	18.165	10	17.947	8.687	26.634	8.951	4.344	13.295
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	108.394	158	35.373	164.185	199.558	6.290	100.398	106.688
Angola	4.520	68	4.636	20.360	24.996	625	5.593	6.218
Congo	6.074	26	1.835	7.681	9.516	1.012	4.008	5.020
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.086	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Mali	21.640	1		32.458	32.458		21.640	21.640
Mozambico	12.352	1		12.956	12.956		9.502	9.502
Nigeria	8.439	46	28.902	11.723	40.625	4.653	3.838	8.491
Repubblica Democratica del Congo	615	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	39.861	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	112.745	74	17.478	100.759	118.237	5.893	49.391	55.284
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	105	775	880
Resto dell'Asia	111.865	68	17.154	96.150	113.304	5.788	48.616	54.404
Arabia Saudita	25.844							
Cina	18.232	10	200	5.326	5.526	39	5.326	5.365
India	10.089	13	206	25.364	25.570	109	9.097	9.206
Indonesia	12.912	12	1.735	27.106	28.841	656	17.063	17.719
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	640	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	11.347	18	8.781	14.172	22.953	2.582	6.707	9.289
Russia	1.507	4	3.502	1.495	4.997	1.030	439	1.469
Timor Leste	6.470	4		8.087	8.087		6.740	6.740
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	20.560							
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	11.187	460	5.979	15.602	21.581	3.052	7.157	10.209
Brasile	745	2	1.513	745	2.258	50	745	795
Ecuador	2.000	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.896	442	1.721	7.261	8.982	853	4.270	5.123
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.154	6	378	2.049	2.427	98	816	914
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	15.279	16	1.980	49.304	51.284	1.045	24.640	25.685
Australia	15.241	15	1.980	48.540	50.520	1.045	24.602	25.647
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	320.961	1.106	109.915	390.629	500.544	41.373	213.048	254.421

[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

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) Guendalina (Eni 80%), con una produzione iniziale pari a circa 3 mila boe/giorno; (ii) Capparuccia (Eni 95%), con start-up produttivo pari a circa 4 mila boe/giorno.

Nel corso dell'anno è stato perfezionato l'acquisto di un ulteriore quota di partecipazione sul giacimento Annamaria (Eni 100%).

Continua il programma di sviluppo in Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento dell'area di Cerro Falcone all'impianto di trattamento olio, nonché attraverso interventi di sidetrack e l'ammodernamento delle facility di produzione. Nell'ambito del Protocollo d'intesa con la Regione Basilicata, è stato inaugurato l'Osservatorio Ambientale della Val d'Agri con funzioni informative sullo stato della qualità ambientale e sanitaria nell'area.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di sidetrack e work-over su Calpurnia, Daria (Eni 51%), Barbara, Clara Nord (Eni 51%) e Gela per l'ottimizzazione della produzione; (ii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iii) il completamento delle attività di sviluppo sul giacimento Tresauro (Eni 45%).

Nel corso dell'anno è stato rinnovato il VI Accordo di collaborazione per il periodo 2011-2014 con il Comune di Ravenna per la realizzazione di interventi a salvaguardia dell'area costiera.

Nel campo della ricerca, 11 applicazioni di nuove tecnologie e quattro progetti sono stati sviluppati con applicazioni su asset italiani. Sono in corso progetti in collaborazione con sedici tra i principali centri di ricerca ed atenei italiani, per un investimento di circa 9 milioni di euro.

È stata applicata con successo sul giacimento Clara Est, in Adriatico, una metodologia proprietaria per la caratterizzazione di giacimenti a strati sottili con l'individuazione di circa 3 milioni di boe di volumi addizionali di idrocarburi.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza PL532 (Eni 30%) con le due importanti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis, con riserve recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100%. Questo consente di realizzare un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Sono state acquisite tre licenze esplorative nel Mare di Barents: (i) la PL657 (Eni 80%, operatore) nel gennaio 2012. In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility del giacimento operato di Goliat (Eni 65%) e ridurre significativamente il time-to-market; (ii) nel maggio 2011, la PL608 (Eni 30%) situata nelle immediate vicinanze della scoperta di Skrugard e la PL226B (Eni 31%) in un'area ancora inesplorata ad elevata prospettività.

È stato completato il programma di sviluppo del giacimento Morvin (Eni 30%). Il picco produttivo di 22 mila boe/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno. Nel corso dell'anno è stato implementato un protocollo operativo d'intesa con le Autorità Norvegesi per il rispetto della biodiversità nell'area di Goliat. Nell'ambito delle procedure per fronteggiare situazioni di emergenza sono stati sviluppati standard per testare i disperdenti e i beach cleaners che potrebbero essere impiegati nel caso di oil spill in vicinanza di zone costiere. Tali standard di emergenza saranno recepiti dalla legislazione norvegese e successivamente proposti a livello internazionale.

Nell'anno sono state rafforzate partnership con le istituzioni e università locali finalizzate al potenziamento delle attività di training professionale per la formazione di personale qualificato per il progetto Goliat e per la gestione degli oil spill.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare prosegue lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore) il cui avvio produttivo è avvenuto ad inizio aprile 2012 con una produzione media attesa nel corso dell'anno di circa 20 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni). Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%). Sono in corso le attività di delineazione della scoperta.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le relative attività di costruzione delle piattaforme produttive e di perforazione di sviluppo. Lo start-up produttivo è atteso a fine 2012; (ii) la fase 2 di sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma, mentre è in corso la perforazione di pozzi di produzione che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Lo start-up è atteso nel 2013; (iii) lo sviluppo del giacimento a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%). Le attività di perforazione dei pozzi produttivi, con completamento sottomarino, sono terminate. È in corso la costruzione della pipeline di collegamento alle facility di trattamento di Andrew (Eni 16,21%), di cui è previsto l'upgrading per il trattamento della produzione addizionale. L'avvio produttivo è previsto nel 2013; e (iv) le attività di concept definition per la definizione del piano di sviluppo del giacimento a olio Mariner. La sanction del progetto è attesa nei primi mesi del 2013.

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%). La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nel 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. L'avvio produttivo è previsto nel 2012.

Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il tratta-

mento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Gli avvii della produzione del gas e del petrolio del giacimento CAFC sono previsti rispettivamente nel 2012 e 2014.
Il progetto congiunto prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2015.
Le altre attività dell'anno hanno riguardato lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un impianto di trattamento di gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese per la produzione di circa 11 mila barili/giorno in quota Eni. Lo start-up è previsto nel 2013.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività near field: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con i pozzi di scoperta a olio di BB-10, BLNE-1 e EBLS-1, allacciati alle facility produttive presenti nell'area; (ii) nella development lease Abu Madi West (Eni 75%) con le due scoperte a gas di Nidoco West e Nidoco East, allacciate alle facility produttive nell'area; (iii) nella development lease Meleiha (Eni 56%) con i pozzi di scoperta mineralizzati a olio di Aman SW, Dorra-1X e Melehia North-1X, avviati in produzione; (iv) nella concessione East Kanayis (Eni 100%) con le due scoperte ad olio di Qattara Rim-3 e Qattara North-1.
Nel 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Denise B nella concessione di El Temsah (Eni 50%, operatore), seconda fase di sviluppo del giacimento omonimo, attraverso la perforazione di ulteriori 3 pozzi subsea collegati alle facility di produzione presenti nell'area, con una produzione iniziale pari a circa 7 mila boe/giorno in quota Eni. Il picco produttivo di circa 14 mila boe/giorno è atteso nel 2012.
Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione; (ii) le attività del progetto Seth (Eni 50%). Il programma di sviluppo prevede la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva. L'avvio è previsto nel 2012.
Continua lo sviluppo nel Paese di tecnologie innovative di proprietà Eni quali la Circulation Device per un migliore controllo idraulico nelle attività di drilling, la realizzazione di un processo di recupero assistito innovativo (acoustic stimulation) e l'applicazione di un sistema di consolidamento sabbie che consente di mantenere sand free la produzione.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 2 (Eni 20%) nell'ambito del Progetto Gas, con i pozzi di appraisal Garoupa-2 e Garoupa Norte 1 mineralizzati a gas e condensati; (ii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con la significativa scoperta a gas e condensati di Lira; (iii) nel Blocco 15/06 con la scoperta a olio Mukuvo-1, e i pozzi di appraisal Cinguvu-2 e Cabaça South East-3 mineralizzati a petrolio. Le scoperte conseguite nel Blocco 15/06 hanno incrementato il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, e East Hub. Lo start-up è atteso nel 2014 e 2015, rispettivamente. Le attività di perforazione di commitment sono state completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, anche grazie all'applicazione delle tecnologie proprietarie Eni. Le tecnologie Eni-deep water dual casing (e-dwdc™), Depth Velocity Analysis ed Eni Circulation Device hanno permesso di massimizzare la sicurezza delle operazioni di perforazione in acque profonde attraverso un più accurato controllo idraulico del pozzo e l'aggiornamento in tempo reale dei dati di sottosuolo.
Nel 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. In particolare, il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è stata approvata da parte delle competenti Autorità.
Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0 (Eni 9,8%), sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.
Nell'Area A si è conclusa la fase di Concept Definition dell'ulteriore fase di sviluppo del giacimento di Mafumeira. Il sanzionamento del progetto è atteso nel 2012, con start-up nel 2015.
Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizomba satelliti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (circa 21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo.
Sono state completate le facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque per l'invio all'impianto di liquefazione partecipato A-LNG.
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 oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto, approvato dalle competenti Autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel secondo trimestre del 2012. Il GNL sarà inizialmente destinato al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione di Pascagoula, nel Mississipi (quota Eni di capacità pari a circa 6,8 miliardi di metri cubi/anno). È stata costituita una società congiunta tra i partner dell'iniziativa per la commercializzazione su altri mercati.
È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner (Gas Project) per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati. Eni con il 20% svolge il ruolo di Technical Advisor.
È in corso il progetto per il potenziamento dei servizi sanitari di base (Primary Health Care) nell'area di Luanda con la riabilitazione ed equipaggiamento di strutture, tra cui un Centro nutrizionale e una rete di Centri di salute. Inoltre sono state supportate campagne di vaccinazione in collegamento con i programmi sanitari del Paese e organizzate sessioni di formazione del personale locale.

Congo Nel corso dell'anno è stato conseguito l'avvio produttivo del giacimento offshore Libondo (Eni 35%), con una produzione di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring atteso nel 2012. Inoltre, a partire dal 2009, sono stati finalizzati contratti di lungo termine per la fornitura del gas associato 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 di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno) con una produzione pari a 50 MW; (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2011 le forniture di M'Boundi alle centrali elettriche CEC e CED sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (17 mila boe/giorno in quota Eni). Continuano le attività del progetto RIT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese.
Nel 2011 è stato firmato con la Repubblica del Congo un Memorandum of Understanding per la realizzazione di un progetto integrato per il miglioramento delle condizioni di vita degli abitanti intorno all'area industriale di M'Boundi, in ambito di salute, istruzione, ambiente e sviluppo economico.
Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione dei giacimenti in produzione anche attraverso l'applicazione di nuove tecnologie, tra le quali: (i) in un pozzo del giacimento Loango (Eni 50%), l'applicazione di una tecnologia di perforazione che aumenta l'area di contatto pozzo-reservoir con un incremento di produzione di circa 300 barili/giorno; (ii) nel giacimento Zatchi (Eni 65%), un sistema innovativo di consolidamento sabbie ha consentito di mantenere sand free la produzione.
Nel corso dell'anno è stato raggiunto l'obiettivo di zero gas flaring sul campo offshore di Kitina (Eni 35,75%) a seguito del completamento della seconda fase del progetto water alternate gas.

Ghana L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Sankofa-2 e la scoperta Gye Nyame entrambe mineralizzate a gas e condensati, nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,2%). I successi esplorativi hanno beneficiato dell'applicazione delle tecnologie proprietarie nel campo di seismic imaging di recente sviluppo e di drilling, tra cui Eni Circulation Device per un controllo idraulico più efficace durante le attività. Sono in corso di studio possibili sinergie di sviluppo delle recenti scoperte.
Nell'anno è stato avviato un progetto a favore delle comunità di pescatori dello Jomoro District che prevede il miglioramento dell'accesso ai servizi sanitari, il sostegno dell'economia locale e programmi di formazione volti al miglioramento della gestione dell'attività economica da parte delle donne e dei giovani.

Mozambico L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo nell'Area 4 (Eni 70%, operatore) nel bacino di Rovuma, con le scoperte giant di gas: (i) il pozzo esplorativo Mamba South 1 con un potenziale minerario stimato in 637,5 miliardi di metri cubi di gas in posto; (ii) Mamba North 1 con risorse potenziali pari a 212,5 miliardi di metri cubi; e (iii) Mamba North East 1 con risorse potenziali di almeno 283 miliardi di metri cubi. I successi esplorativi conseguiti nell'area hanno beneficiato dell'applicazione di sistemi proprietari di elaborazione delle immagini sismiche. I pozzi sono stati perforati con la tecnologia proprietaria Eni deep water dual casing (e-dwdc™).
Nel prossimo biennio è in programma la perforazione fino a 8 ulteriori pozzi nelle aree limitrofe al fine di valorizzare l'alto potenziale del complesso Mamba.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Opugbene 2 mineralizzato a gas e condensati nel Blocco OML 36 (Eni 5%).
Nel corso dell'anno sono state completate alcune operazioni di ottimizzazione del portafoglio di asset in produzione nel Paese, nell'ambito di una strategia di crescita selettiva degli investimenti: (i) l'acquisizione di una quota del 49% nel Blocco OPL 2009 dalla società GEC Petroleum Development Company (GDPC) e l'assegnazione ad Eni da parte del Governo di una quota del 50% nel Blocco OPL 245 oltre alla relativa licenza e al ruolo di operatore; (ii) la cessione della partecipazione del 5% nei Blocchi OML 26 e OML 42; (iii) il perfezionamento dell'accordo di cessione del 40% nei Blocchi OML 120 e 121. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità.
Nel corso dell'anno sono state completate le facility per la fornitura di energia elettrica presso otto comunità nell'area del Delta del Niger, con un investimento complessivo di circa 1 milione di euro. Il progetto che comprende la realizzazione di tutte le infrastrutture necessarie, prevede il raggiungimento di ulteriori diciassette comunità locali.
Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le due principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny e di flaring down dell'area. Nell'ambito delle iniziative relative al supply dell'impianto GNL di Bonny, è stato completato l'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom per la compressione e l'esportazione del gas al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo con start-up in early-production nel 2012. Sono stati completati nel biennio 2010-2011 i progetti di flaring down presso le unità produttive di Kwale, Obiafu/Obrikom e il centro olio di Ebocha. Il programma prosegue attraverso l'upgrading della flowstation del giacimento Idu e dell'impianto di trattamento di Ogbainbiri, con completamento atteso nel 2012.
Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato di petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso 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.
È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare, attraverso il collegamento all'esistente gas pipeline di Escravos-Lagos, le forniture al mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2013.
Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture 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 vent'anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 48 mila boe/giorno). 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 2017, 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 1,3 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 nel 2012.

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.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono 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 kazako 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, che 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 Consorzio è focalizzato sul completamento della Fase 1 e il conseguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della Fase 1 è pari al 90%; in particolare, le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione, risultano completate per circa il 98%.

Il Consorzio persegue l'obiettivo, tecnicamente conseguibile, dell'avvio della produzione entro fine 2012 o nei primi mesi del 2013.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nel 2014, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della Fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con lo sviluppo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso; la presentazione del progetto alle Autorità è prevista nel 2012. Per la Fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo che si prevede verranno completati nel corso del 2012.

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. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali.

Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il completamento della prima fase del programma integrato per la gestione della biodiversità. Il progetto Eni relativo all'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) è in fase conclusiva. L'obiettivo del progetto è di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan.

Al 31 dicembre 2011 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 6,7 miliardi di dollari pari a 5,2 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2011, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2011 (5,1 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 (1,6 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2011 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 449 milioni di boe con una diminuzione di 120 milioni di boe rispetto al 2010, dovuta principalmente all'effetto della crescita del prezzo del Brent e a revisioni.

La tecnologia Eni-Extreme Lean Profile (x-lp™) è stata utilizzata nella perforazione dei pozzi di sviluppo consentendo di ridurre i costi e l'impatto ambientale della perforazione. Inoltre, in un pozzo di sviluppo è stata applicata per la prima volta un'innovativa valvola di sicurezza installata nel casing e realizzata in acciaio speciale per resistere a condizioni corrosive legate a fluidi di giacimento.

Karachaganak Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe hanno firmato un accordo vincolante con la Re-

pubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della Compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio si realizzerà attraverso la cessione pro-quota da parte delle società del Consorzio del 10% del progetto, per l'incasso netto di 1 miliardo di dollari (325 milioni di dollari in quota Eni). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive. Gli effetti economici e sugli entitlement di riserve e produzioni saranno rilevati nell'esercizio 2012 al perfezionarsi dell'operazione.
È stata completata una quarta unità di trattamento che consente di aumentare i liquidi destinati all'esportazione attraverso il Caspian Pipeline Consortium.
È attualmente allo studio la Fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazakha.
Sono in corso iniziative nell'ambito di progetti idrico-energetici a sostegno delle comunità locali. In particolare è stata completata la realizzazione del gasdotto Aksai-Uralsk ed è in programma la costruzione di: (i) facility per incrementare la disponibilità di acqua potabile nell'area di Berezovka; (ii) una rete elettrica collegata alla centrale di Uralsk da 54 MW.
Al 31 dicembre 2011 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 500 milioni di boe sulla base del working interest del 32,5% corrispondente alla quota pre-cessione. La riduzione di 57 milioni di boe rispetto al 2010 è connessa principalmente all'effetto prezzo e alla produzione dell'anno in parte compensata da revisioni positive di precedenti stime.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik Nord Est nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore), nel bacino di Kutei.
Nel 2011 sono stati assegnati a Eni due contratti esplorativi su temi a gas entrambi con il ruolo di operatore: (i) il Blocco Arguni I al 100% situato offshore e onshore nel bacino di Bintuni, nelle vicinanze di un terminale di liquefazione. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di due pozzi nei primi tre anni della licenza; (ii) il Blocco North Ganal in consorzio con altre compagnie internazionali, situato nell'offshore indonesiano nei pressi delle importanti scoperte di Jangkrik e del terminale di liquefazione partecipato di Bontang. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di un pozzo durante i primi tre anni della licenza.
Nel corso dell'anno, il piano di sviluppo su temi a gas dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese. Le attività di sviluppo offshore del giacimento Jangkrik comprendono la perforazione di pozzi produttori, l'installazione di una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati prodotti nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione al network onshore esistente per il collegamento all'impianto di Bontang per il gas; i condensati saranno trasportati agli impianti di trattamento esistenti nell'area. L'avvio produttivo è atteso nel 2016.
Il progetto offshore del giacimento Jau prevede la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2016.
Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutterà le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Lo start-up è atteso nel 2013. Nel novembre 2011, è stato firmato con la compagnia elettrica di Stato Indonesiana PT Perusahaan Listrik Negara, un Memorandum of Understanding per la fornitura di gas da CBM per circa 14 mila metri cubi/giorno per almeno 5 anni (pari a circa 5 milioni di metri cubi/anno) per l'alimentazione di una centrale elettrica. La finalizzazione del contratto di fornitura è in corso.
Nell'ambito delle attività condotte da Eni a sostegno delle comunità locali, sono stati effettuati attività medico-chirurgiche sulla popolazione infantile, in particolare nell'East Kalimantan, in prossimità del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore).

Iran È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Continuano le attività di sviluppo del giacimento Zubair (Eni 32,8%). Il progetto della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno entro il 2016. Sono previste due fasi integrate e consequenziali: (i) Rehabilitation Plan finalizzato sia al miglioramento delle attuali condizioni operative e ad arrestare il declino produttivo sia a svolgere attività di appraisal sui giacimenti in produzione o scoperti, ma non ancora sviluppati; (ii) Enhanced Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.
Sono state avviate le attività del progetto pilota Water Agribusiness nell'area di Zubair. Il programma ha l'obiettivo di implementare un modello di produzione rurale sostenibile che si basa sul riutilizzo dell'acqua proveniente dalle produzioni agricole creando unità produttive con bassi costi di gestione anche attraverso una maggiore efficienza energetica. Il progetto mira alla creazione di un modello di sviluppo di riferimento a livello internazionale per accrescere le opportunità d'investimento e creare occupazione.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo esplorativo Kadanwari-27, nell'omonimo permesso (Eni 18,42%), che ha prodotto in fase di test fino a 1,4 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il pozzo di scoperta Lundo e di appraisal Tajjal 4, nel permesso di Gambat (Eni 23,7%). Il secondo con avvio produttivo atteso nel 2012; (iii) con il pozzo esplorativo Misri Bhambroo nel permesso SW Miano II (Eni 33,3%).
Le altre principali attività dell'anno hanno riguardato attività per ar-

restare il declino naturale: (i) nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) dove è stato completato il sistema di compressione. Sono in corso attività di drilling e interventi di ottimizzazione della produzione al fine di estendere il plateau produttivo; (ii) nel campo di Zamzama (Eni 17,75%) dove si è conclusa la prima fase del progetto Front End Compression. È in programma la perforazione di due pozzi nel 2012; (iii) i progetti Miano Front End Compression (Eni 15%) e Badhra Field Compression (Eni 40%, operatore) sono stati completati nel corso dell'anno.
Nell'ambito delle iniziative a sostegno delle comunità locali, sono state realizzate strutture sanitarie e facility di distribuzione e gestione di acqua potabile in prossimità delle aree di Bhit, Bahdra e Kadanwari.
L'utilizzo di algoritmi innovativi proprietari di elaborazione dei dati sismici tra i quali Common Reflection Surface Stack (e-crs™) ha permesso di evidenziare chiaramente la struttura mineralizzata e quindi di posizionare con successo il pozzo Badhra 6.

Russia Nel settembre 2011 è stato firmato il contratto che sancisce l'impegno di Gazprom ad acquistare il gas prodotto dal giacimento Samburgskoye, detenuto dalla joint venture Severenergia (Eni 29,4%). Tale accordo ha consentito di approvare la Final Investment Decision (FID) per lo sviluppo del giacimento. Lo start-up è atteso nel 2012.
Nel corso dell'anno è stata conseguita la FID anche per il giacimento onshore a gas e condensati di Urengoiskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas Hadrian North nel Blocco KC919 (Eni 25%) nel Golfo del Messico, consentendo il sanzionamento del progetto di sviluppo della Greater Hadrian Area.
Nel 2011 è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) Appaloosa (Eni 100%), nel Golfo del Messico, con una produzione pari a circa 7 mila barili/giorno. Il petrolio è trattato presso la piattaforma operata Corral con una capacità di 33 mila barili/giorno in quota Eni; (ii) Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. Continuano le attività di drilling a progetto. Lo sviluppo di Nikaitchuq è stato reso possibile dall'utilizzo di tecnologie innovative: (i) la tecnologia proprietaria Eni Circulation Device che ha permesso di massimizzare il tratto orizzontale dei pozzi, anche a profondità ridotte; (ii) il completamento con il rilevamento della temperatura nel tratto orizzontale del pozzo attraverso sensori a fibra ottica per aumentare il fattore di recupero (Distributed Temperature Sensing e Injection Control Devices); (iii) la prima installazione mondiale di una pompa elettrica sommersa completamente estraibile senza l'uso di impianti di work-over. Il completamento è atteso nel 2014. La produzione media annua raggiungerà un plateau di circa 21 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.
È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc. nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 9 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato interventi di work-over sul giacimento Goldfinger (Eni 100%) e Spiderman (Eni 36,7%) nonché la perforazione di pozzi di sviluppo su Triton (Eni 75%).

Venezuela Sono proseguite le attività progettuali per lo sviluppo del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2012 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA. Nel corso del 2011 sono stati assegnati i contratti di ingegneria upstream relativi agli impianti di trattamento. L'avvio delle attività di perforazione è previsto nel 2012.
Eni ha concordato di finanziare la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di produzione anticipata fino ad un ammontare pari a 1,5 miliardi di dollari. Inoltre Eni dedicherà una parte del bonus di Junin 5 e fornirà un finanziamento a PDVSA per un totale combinato di 500 milioni di dollari per la realizzazione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria, confermando il proprio impegno nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.
Sono terminate le attività di appraisal e pre-sviluppo della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela. La perforazione dei pozzi Perla 4 e 5 ha incrementato il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in posto. PDVSA detiene il diritto di entrare nella società durante la fase di sviluppo con una partecipazione del 35%. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto, che sarà operato congiuntamente. La FID della prima fase di sviluppo è stata sanzionata nel corso dell'anno ed è stato firmato un Gas Sale Agreement con PDVSA. Sono in corso di assegnazione i contratti EPC per la realizzazione del progetto. Inoltre, nell'ambito delle iniziative Eni a sostegno delle comunità locali sono state avviate le attività per la realizzazione di edifici adibiti all'istruzione primaria in prossimità dell'area costiera del blocco.
La prima fase accelerata di sviluppo (early-production) della scoperta Perla, prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto ad un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 10 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2014.
Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi di sviluppo che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facility di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.
Proseguono le attività a progetto sul giacimento in produzione di Corocoro (Eni 26%). Nel corso del 2012, con l'entrata in funzione della Central Production Facility (CPF), si prevede di superare il picco di 42 mila barili/giorno (circa 11 mila in quota Eni). L'ulteriore fase di sviluppo permetterà di raggiungere un livello produttivo di oltre 51 mila barili/giorno nel 2015.

Australia e Oceania

Australia Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di

Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di appraisal. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la FID.
Nel novembre 2011 Eni ha acquisito la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.
È stata avviata la produzione del campo a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%) situato tra Timor Leste e l'Australia. Lo start-up è stato conseguito attraverso il: (i) posizionamento ottimale dei pozzi di sviluppo in offshore profondo anche tramite l'applicazione di metodologie innovative di sviluppo Eni (Depth Velocity Analysis, e-dva™ e Reverse Time Migration) per l'elaborazione di dati sismici; (ii) collegamento ad un impianto FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Il picco produttivo di oltre 40 mila barili/giorno è atteso nel 2012.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.435 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (7.357 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Congo ed Egitto nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 754 milioni di euro principalmente in Nigeria. 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 work-over nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Australia, Angola, Mozambico, Indonesia, Ghana, Egitto, Nigeria e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2011 le attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production (90 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) tecnologie geofisiche e geologiche e di petroleum system modelling per incrementare il successo esplorativo; (ii) tecnologie e processi innovativi che consentono di aumentare il fattore di recupero sia nei giacimenti convenzionali sia contenenti risorse non convenzionali; (iii) tecnologie per migliorare l'efficienza della perforazione, in particolare in contesti sfidanti quali acque ultraprofonde e reservoir caratterizzati da alte pressioni e temperature, mantenendo il massimo livello di sicurezza; (iv) miglioramento delle performance operativa e ambientale incluso l'incremento dell'efficienza energetica e la sequestrazione dell'anidride carbonica. Sono state depositate 15 domande di brevetto.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved	**697**		**754**	**754**	..
Africa Settentrionale	351		57		
Africa Sub-Sahariana	73		697		
Resto dell'Asia	94				
America	179				
Esplorazione	**1.228**	**1.012**	**1.210**	**198**	**19,6**
Italia	40	34	38	4	11,8
Resto d'Europa	113	114	100	(14)	(12,3)
Africa Settentrionale	317	84	128	44	52,4
Africa Sub-Sahariana	284	406	482	76	18,7
Kazakhstan	20	6	6		
Resto dell'Asia	159	223	156	(67)	(30,0)
America	243	119	60	(59)	(49,6)
Australia e Oceania	52	26	240	214	..
Sviluppo	**7.478**	**8.578**	**7.357**	**(1.221)**	**(14,2)**
Italia	689	630	720	90	14,3
Resto d'Europa	673	863	1.596	733	84,9
Africa Settentrionale	1.381	2.584	1.380	(1.204)	(46,6)
Africa Sub-Sahariana	2.105	1.818	1.521	(297)	(16,3)
Kazakhstan	1.083	1.030	897	(133)	(12,9)
Resto dell'Asia	406	311	361	50	16,1
America	706	1.187	831	(356)	(30,0)
Australia e Oceania	435	155	51	(104)	(67,1)
Altro	**83**	**100**	**114**	**14**	**14,0**
	9.486	**9.690**	**9.435**	**(255)**	**(2,6)**

Gas & Power

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,85	3,74	**2,33**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		9,48	8,24	**8,38**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	30.447	29.576	**34.731**
Utile operativo		3.687	2.896	**1.758**
Utile operativo adjusted		3.901	3.119	**1.946**
Mercato		*1.721*	*733*	***(550)***
Business regolati Italia		*1.796*	*2.043*	***2.112***
Trasporto internazionale		*384*	*343*	***384***
Utile netto adjusted		2.916	2.558	**1.541**
EBITDA pro-forma adjusted		4.403	3.853	**2.565**
Mercato		*2.392*	*1.670*	***364***
Business regolati Italia		*1.345*	*1.486*	***1.535***
Trasporto internazionale		*666*	*697*	***666***
Investimenti tecnici		1.686	1.685	**1.721**
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		25.024	27.270	**27.660**
ROACE adjusted	(%)	12,3	9,8	**5,6**
Vendite gas mondo [b]	(miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	**96,76**
Vendite di GNL [c]		12,9	15,0	**15,7**
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	6,88	**7,10**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	76,90	83,31	**78,30**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	**40,28**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.404	11.245	**10.907**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	14,60	15,79	**14,75**
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	83,7	87,4	**91,0**
Prelievi idrici/kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,015	0,013	**0,014**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (6,17 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2009 e 2010, rispettivamente).
(c) 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.

Performance dell'anno

> È proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-38% rispetto al 2010) grazie al rafforzamento delle iniziative di formazione, informazione e sensibilizzazione dei lavoratori.

> Nell'ambito dell'attività di vendita ai clienti residenziali, il Punteggio di Soddisfazione dei Clienti (PSC) (oggetto di verifica semestrale da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas) è aumentato raggiungendo il valore di 91,0 (base 100) nel primo semestre 2011 rispetto alla media di 89,8 registrata dal panel delle utility di riferimento.

> Nel 2011, l'utile netto adjusted è stato di 1.541 milioni di euro con una flessione del 39,8% rispetto al 2010 dovuta al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita, nonché dall'indisponibilità del gas libico, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio e da condizioni climatiche particolarmente miti. Inoltre, i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio. Positive le performance operative registrate dal Trasporto internazionale e dai Business regolati Italia.

> Il ROACE adjusted è stato del 5,6% (9,8% nel 2010).

> Le vendite di gas mondo hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese, nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL nonostante la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e la contrazione registrata in Belgio.

> Le vendite di energia elettrica di 40,28 terawattora sono aumentate di 0,74 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,9%.
> I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 78,30 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 6% rispetto al 2010 a causa della forte contrazione della domanda gas in Italia.
> Sono stati investiti 1.721 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 upgrading e miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.
> Nel 2011, la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 2 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi.

Accordo con Gazprom

> Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011. Sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Cessione dei gasdotti internazionali

> Nel 2011 sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (TENP e Transitgas) e dalla Russia (TAG) nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea. Il corrispettivo della cessione ammonta complessivamente a circa 1,5 miliardi di euro. I contratti di ship-or-pay di Eni rimarranno in vigore.

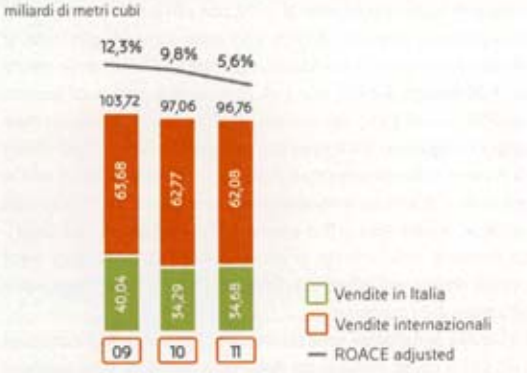
Brasile: cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

> Il 30 luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gàs, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a 271 milioni di dollari.

Belgio

> Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio, per un esborso pari a 214 milioni di euro.

Vendite gas mondo e ROACE del settore Gas & Power



Mercato

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 83,38 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2010 di 0,89 miliardi di metri cubi, pari all'1,1%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (76,16 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 90% del totale, sono aumentati di 0,96 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 (+1,3%), per effetto essenzialmente dei relativi maggiori ritiri dalla Russia (+6,71 miliardi di metri cubi) essenzialmente di gas destinato al mercato italiano (+3,52 miliardi di metri cubi), per effetto in particolare dell'indisponibilità di gas libico e di gas destinato al mercato turco (+2,91 miliardi di metri cubi) in relazione alla ripresa dei ritiri da parte della società petrolifera turca Botaş. In aumento anche i ritiri dai Paesi Bassi (+0,86 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (+0,82 miliardi di metri cubi). In diminuzione i volumi approvvigionati dalla Libia (-7,04 miliardi di metri cubi) a seguito dell'interruzione del gasdotto GreenStream, dall'Algeria (-2,29 miliardi di metri cubi) e dal Regno Unito (-0,57 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (7,22 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente stabili rispetto al 2010 anche per effetto della crescita della produzione nazionale che ha compensato il declino dei campi maturi.

Nel 2011 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,4 miliardi di metri cubi); (iii) degli Stati Uniti per 2,2 miliardi di metri cubi; (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,3 miliardi di metri cubi). In netta flessione gli approvvi-

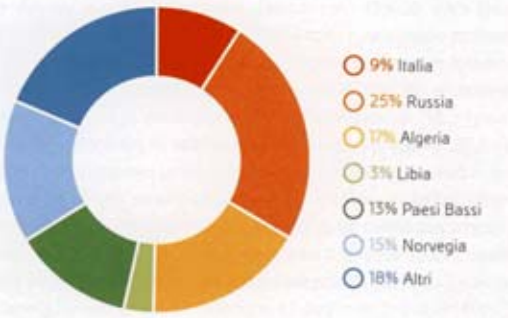
gionamenti di gas equity provenienti dalle produzioni dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam (a 0,6 miliardi di metri cubi), a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico (nel 2010 i due giacimenti avevano fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 18 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**6,86**	**7,29**	**7,22**	**(0,07)**	**(1,0)**
Russia	22,02	14,29	21,00	6,71	47,0
Algeria (incluso il GNL)	13,82	16,23	13,94	(2,29)	(14,1)
Libia	9,14	9,36	2,32	(7,04)	(75,2)
Paesi Bassi	11,73	10,16	11,02	0,86	8,5
Norvegia	12,65	11,48	12,30	0,82	7,1
Regno Unito	3,06	4,14	3,57	(0,57)	(13,8)
Ungheria	0,63	0,66	0,61	(0,05)	(7,6)
Qatar (GNL)	2,91	2,90	2,90		
Altri acquisti di gas naturale	4,49	4,42	6,16	1,74	39,4
Altri acquisti di GNL	1,34	1,56	2,34	0,78	50,0
ESTERO	**81,79**	**75,20**	**76,16**	**0,96**	**1,3**
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	**88,65**	**82,49**	**83,38**	**0,89**	**1,1**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	1,25	(0,20)	1,79	1,99	..
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	(0,30)	(0,11)	(0,21)	(0,10)	..
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**89,60**	**82,18**	**84,96**	**2,78**	**3,4**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**7,95**	**9,23**	**8,94**	**(0,29)**	**(3,1)**
Volumi E&P	**6,17**	**5,65**	**2,86**	**(2,79)**	**(49,4)**
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**103,72**	**97,06**	**96,76**	**(0,30)**	**(0,3)**

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

83,38 miliardi di metri cubi



Vendite di gas naturale

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente Eni rifornisce circa 3.000 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,10 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese, ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

Le vendite di gas naturale del 2011 sono state di 96,76 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) evidenziando una marginale riduzione (-0,30 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari allo 0,3%).

Nonostante la flessione di circa il 6% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,68 miliardi di metri cubi (+0,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari all'1,1%). Tali risultati riflettono gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese con maggiori vendite di 0,80 miliardi di metri cubi agli industriali, 0,32 e 0,27 miliardi di metri cubi ai grossisti e al settore termoelettrico, rispettivamente. In aumento anche le vendite spot al PSV e borsa (+0,59 miliardi di metri cubi). La flessione delle vendite ai residenziali (-0,72 miliardi di metri cubi) è dovuta agli effetti del clima mite sulle vendite stagionali e all'azione della concorrenza.

Le vendite agli shipper sono diminuite di 5,20 miliardi di metri cubi (-61,6%) a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico.

Le vendite nei mercati europei di 49,74 miliardi di metri cubi hanno registrato una buona performance con una crescita del 7,9% che ha riguardato tutti i mercati, ad eccezione del Benelux (-2,92 miliardi di metri cubi) dove la pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista, ha ridotto il portafoglio di vendita Eni. I principali incrementi sono stati registrati in Turchia (+2,91 miliardi di metri cubi) grazie alla ripresa dei ritiri da parte di Botaş, Francia (+0,92

miliardi di metri cubi) anche grazie al consolidamento di Altergaz, UK/Nord Europa (+0,88 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,80 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,37 miliardi di metri cubi).
In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,66 miliardi di metri cubi al netto della variazione di perimetro legata alle vendite in USA rappresentate nel 2010 nella voce "E&P in Europa e Golfo del Messico") per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati in particolare in Argentina e Giappone, parzialmente compensati dalle minori vendite in Brasile a seguito della cessione della partecipazione nella società Gas Brasiliano Distribuidora.
Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,86 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 2,79 miliardi di metri cubi per i motivi sopra citati.

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**89,60**	**82,00**	**84,37**	**2,37**	**2,9**
Italia (inclusi autoconsumi)	40,04	34,23	34,60	0,37	1,1
Resto d'Europa	48,65	46,74	45,16	(1,58)	(3,4)
Extra Europa	0,91	1,03	4,61	3,58	..
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**7,95**	**9,41**	**9,53**	**0,12**	**1,3**
Italia	-	0,06	0,08	0,02	33,3
Resto d'Europa	6,80	7,78	7,82	0,04	0,5
Extra Europa	1,15	1,57	1,63	0,06	3,8
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**6,17**	**5,65**	**2,86**	**(2,79)**	**(49,4)**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**103,72**	**97,06**	**96,76**	**(0,30)**	**(0,3)**

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**40,04**	**34,29**	**34,68**	**0,39**	**1,1**
Grossisti	5,92	4,84	5,16	0,32	6,6
Gas release	1,30	0,68	0,00	(0,68)	(100,0)
PSV e borsa	2,37	4,65	5,24	0,59	12,7
Industriali	7,58	6,41	7,21	0,80	12,5
PMI e terziario	1,08	1,09	0,88	(0,21)	(19,3)
Termoelettrici	9,68	4,04	4,31	0,27	6,7
Residenziali	6,30	6,39	5,67	(0,72)	(11,3)
Autoconsumi	5,81	6,19	6,21	0,02	0,3
VENDITE INTERNAZIONALI	**63,68**	**62,77**	**62,08**	**(0,69)**	**(1,1)**
Resto d'Europa	**55,45**	**54,52**	**52,98**	**(1,54)**	**(2,8)**
Importatori in Italia	10,48	8,44	3,24	(5,20)	(61,6)
Mercati europei	44,97	46,08	49,74	3,66	7,9
Penisola Iberica	*6,81*	*7,11*	*7,48*	*0,37*	*5,2*
Germania/Austria	*5,36*	*5,67*	*6,47*	*0,80*	*14,1*
Benelux	*15,72*	*14,87*	*11,95*	*(2,92)*	*(19,6)*
Ungheria	*2,58*	*2,36*	*2,24*	*(0,12)*	*(5,1)*
UK/Nord Europa	*4,31*	*5,22*	*6,10*	*0,88*	*16,9*
Turchia	*4,79*	*3,95*	*6,86*	*2,91*	*73,7*
Francia	*4,91*	*6,09*	*7,01*	*0,92*	*15,1*
Altro	*0,49*	*0,81*	*1,63*	*0,82*	*101,2*
Mercati extra europei	**2,06**	**2,60**	**6,24**	**3,64**	**140,0**
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**6,17**	**5,65**	**2,86**	**(2,79)**	**(49,4)**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**103,72**	**97,06**	**96,76**	**(0,30)**	**(0,3)**

GNL

Nel 2011, le vendite di GNL (15,7 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2010. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (11,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, in Sud America e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		**9,8**	**11,2**	**11,8**	**0,6**	**5,4**
Italia		0,1	0,2		(0,2)	(100,0)
Resto d'Europa		8,9	9,8	9,8		
Extra Europa		0,8	1,2	2,0	0,8	66,7
Vendite E&P		**3,1**	**3,8**	**3,9**	**0,1**	**2,6**
Terminali:						
Bontang (Indonesia)		0,8	0,7	0,6	(0,1)	(14,3)
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,6	0,4	(0,2)	(33,3)
Bonny (Nigeria)		1,4	2,2	2,5	0,3	13,6
Darwin (Australia)		0,4	0,3	0,4	0,1	33,3
		12,9	**15,0**	**15,7**	**0,7**	**4,7**

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2011, la produzione di energia elettrica è stata di 25,23 terawattora con una flessione 0,40 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,6%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso la centrale di Brindisi in parte compensate dagli incrementi su Ravenna e Ferrara. Al 31 dicembre 2011, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2010).

Nel 2011 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,14 terawattora, pari all'8,2%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Vendite di energia elettrica

Nel 2011 le vendite di energia elettrica (40,28 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (66%), borsa elettrica (22%), siti industriali (8%) e altro (4%).

L'incremento dell'1,9% rispetto al 2010 è dovuto essenzialmente all'incremento del portafoglio clienti retail e dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+1,54 TWh), nonostante il debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.790	5.154	5.008	(146)	(2,8)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	569	547	528	(19)	(3,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	24,09	25,63	25,23	(0,40)	(1,6)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.048	10.983	14.401	3.418	31,1

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		24,09	25,63	25,23	(0,40)	(1,6)
Acquisti di energia elettrica [a]		9,87	13,91	15,05	1,14	8,2
		33,96	**39,54**	**40,28**	**0,74**	**1,9**
Mercato libero		24,74	27,48	26,87	(0,61)	(2,2)
Borsa elettrica		4,70	7,13	8,67	1,54	21,6
Siti		2,92	3,21	3,23	0,02	0,6
Altro [a]		1,6	1,72	1,51	(0,21)	(12,2)
Vendite di energia elettrica		**33,96**	**39,54**	**40,28**	**0,74**	**1,9**

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e di presidiare le tecnologie volte al miglioramento dell'efficienza energetica, ha sviluppato "**eni kassandra meteo forecast**", un sistema proprietario di previsione meteo-climatica della temperatura. Tale sistema è stato validato nel 2011 su scala europea e sarà applicato per migliorare la gestione e la vendita delle risorse energetiche conseguendo vantaggi competitivi sul mercato dell'energia ottimizzando la programmazione della produzione termoelettrica delle centrali EniPower.

Business regolati Italia

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (78,30 miliardi di metri cubi) sono in diminuzione di 5,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 per effetto in particolare della flessione della domanda di gas in Italia. Nel 2011 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,89 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,98 miliardi di metri cubi nel 2010).

Volumi di gas naturale trasportati [a] e rigassificati in Italia (miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Volumi trasportati	76,90	83,31	78,30	(5,01)	(6,0)
Volumi rigassificati	1,32	1,98	1,89	(0,09)	(4,5)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Al fine di continuare ad assicurare un livello di qualità eccellente e un servizio di trasporto efficiente, Eni, nell'ambito dell'attività di **monitoraggio delle condotte,** ha sviluppato modelli teorici di propagazione acustica-elastica per tubazioni utilizzate nel trasporto di gas e petrolio, nonché algoritmi per la localizzazione da remoto di impatti e perdite di fluido lungo la condotta. Il sistema prototipale della tecnologia di monitoraggio sarà applicato su condotte di trasporto e produzione in servizio presso impianti Eni in Italia, Tunisia e Nigeria. È stato inoltre completato lo studio di nuovi sensori acustici dotati di telecontrollo Wi-Fi per tubazioni interrate non ispezionabili tramite PIG (Pipeline Inspection Gauges) in centrali gas e tecnologie radar per il monitoraggio da remoto di vibrazioni e spostamenti di tubazioni.
Inoltre, nel 2011 si è concluso il progetto TPI (**Trasporto a Pressione Intermedia**) dedicato a validare tecnologie di trasporto di gas naturale via condotte onshore ad alte pressioni mediante l'utilizzo di acciai strutturali di alto grado. A parità di gas trasportato con le soluzioni tradizionali, l'introduzione di tale tecnologia consentirà di ridurre i volumi di "fuel gas" necessari per il trasporto in condotta.

Attività di stocaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio nel 2011 sono stati immessi in giacimento 7,78 miliardi di metri cubi di gas (-0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2010) e sono stati erogati 7,53 miliardi di metri cubi (in lieve flessione rispetto al 2010).
La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 15 miliardi di metri cubi di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico.
La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 78% (71% nel 2010).

Stoccaggio		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,9	14,2	15,0	0,8	5,6
- di cui strategico		*5,0*	*5,0*	*5,0*		
- di cui disponibile		*8,9*	*9,2*	*10,0*	*0,8*	*8,7*
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	30	29	22	(7)	(24,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	16,52	15,59	15,31	(0,28)	(1,8)
- movimentato in iniezione		*7,81*	*8,00*	*7,78*	*(0,22)*	*(2,8)*
- movimentato in erogazione		*8,71*	*7,59*	*7,53*	*(0,06)*	*(0,8)*
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	56	60	104	44	73,3

Principali iniziative di sviluppo

Mercato

Business del GNL

Nel 2011, la società LNG Shipping ha ottenuto la notazione di classe "Green Plus" per le navi metaniere adibite al trasporto di GNL (LNG Portovenere e LNG Lerici) che viene assegnata alle unità che adottano soluzioni progettuali, impianti e procedure operative che contribuiscono ad ottenere un miglioramento della performance nel rispetto dell'ambiente, superando anche i requisiti previsti dalle convenzioni internazionali in materia di eco-compatibilità ed emissioni di gas serra.

USA - Cameron 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 entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. 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 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 2017.

Progetto South Stream

Nel settembre 2011 Eni e Gazprom nell'ambito della partnership strategica hanno concordato una serie di accordi in iniziative industriali di comune interesse tra cui lo sviluppo del progetto South Stream attraverso la definizione dei termini per l'ingresso nel progetto degli operatori gas Wintershall ed EDF ciascuno con una quota del 15%. Gazprom ed Eni partecipano al progetto rispettivamente con il 50% e il 20%. Nel marzo 2012, sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Business regolati Italia

Riorganizzazione Business regolati Italia

In attuazione del cd. Terzo Pacchetto Energia (Direttive comunitarie 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE), il 5 dicembre 2011 e con decorrenza 1° gennaio 2012, è stata deliberata la variazione della denominazione sociale da "Snam Rete Gas SpA" in "Snam SpA" della società che detiene il 100% del capitale sociale delle quattro società operative a cui fanno capo rispettivamente la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. Tale variazione, unitamente al conferimento del ramo d'azienda "trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas naturale" a una nuova società che, a partire dal 1° gennaio 2012, ha assunto in continuità la denominazione di Snam Rete Gas SpA, intende realizzare un modello organizzativo che risponda alle disposizioni di legge e sulla cui conformità l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sta effettuando verifiche di merito.

Iniziative di sviluppo nelle infrastrutture del gas in Europa

Nel mese di gennaio 2012 Snam e Fluxys G hanno sottoscritto un accordo per la valutazione di future strategie congiunte finalizzate a cogliere potenziali opportunità di sviluppo nelle infrastrutture del settore gas in Europa. L'accordo interessa attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale, attraverso progetti mirati a rafforzare la flessibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti delle attuali infrastrutture europee.

Nell'ambito di tali accordi, il 22 febbraio 2012 Snam e Fluxys G hanno acquisito da Eni le partecipazioni del 16,41% in Interconnector (UK) Limited, del 51% in Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL e del 10% in Huberator SA, società che gestiscono il gasdotto sottomarino di collegamento bidirezionale tra il Regno Unito (Bacton) e il Belgio (Zeebrugge), la stazione di compressione di Zeebrugge presso l'Interconnector e la piattaforma di trading per l'hub di Zeebrugge. Il valore complessivo dell'operazione ammonta a circa 150 milioni di euro e il completamento della transazione è soggetto ad alcune condizioni sospensive con closing previsto entro la seconda metà del 2012.

Regolamentazione

D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 – Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Il decreto legislativo 28/2011, che rappresenta la norma quadro all'interno della quale si collocheranno i successivi decreti attuativi in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, stabilisce la sostituzione dell'attuale regime di incentivazione tramite i cosiddetti "certificati verdi" (titoli negoziabili, emessi dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici, che corrispondono a una certa quantità di emissioni di CO_2) con un sistema di incentivazione tariffaria diretta. Il decreto prevede la graduale riduzione della quota di produzione elettrica che attualmente gli operatori coprono tramite Certificati Verdi, fino al suo completo azzeramento nel 2015. Il decreto incide inoltre sul meccanismo di incentivazione dei progetti di efficienza energetica, attraverso i "certificati bianchi" (ovvero i Titoli di Efficienza Energetica - TEE, che certificano i risparmi energetici conseguiti), prevedendo che il riconoscimento di tali certificati avvenga, in misura del 30% di quanto spetterebbe a un nuovo impianto analogo, anche a favore degli impianti di generazione elettrica entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, per un periodo di 5 anni, e riconosciuti come cogenerativi ai sensi delle norme allora vigenti. La quasi totalità della potenza installata di Eni risponde a queste caratteristiche.

DM 4 agosto 2011 – Criteri per il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento e DM 5 settembre 2011 – Definizione del regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento

Con il decreto ministeriale del 4 agosto 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, ha stabilito i criteri per la definizione e il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento.

Con decreto ministeriale del 5 settembre 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inoltre previsto un nuovo incentivo per gli impianti di cogenerazione, commisurato al risparmio di energia primaria e riconosciuto attraverso l'assegnazione di titoli di efficienza energetica (i cosiddetti "certificati bianchi"), rilasciati da parte del GSE e assegnati a un prezzo stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tale incentivo viene riconosciuto per una durata di 10 anni per gli impianti entrati in esercizio dopo il 7 marzo 2007, ed è esteso a 15 qualora la produzione di energia elettrica sia abbinata a una rete di teleriscaldamento.

Regolazione delle tariffe di vendita in Europa

In Francia, a partire dal 1° luglio 2011 le tariffe sono state bloccate da un nuovo provvedimento ministeriale che ha annullato gli incrementi tariffari dell'anno per i clienti domestici e ha autorizzato per i clienti professionali un aumento inferiore a quello risultante dall'applicazione della formula di indicizzazione. Nel dicembre 2011 il Governo ha approvato una nuova formula di indicizzazione, applicata all'aggiornamento delle tariffe a partire dal 1° gennaio 2012, che incrementa in misura significativa (dal 9,5% al 26%) la quota legata ai prezzi spot. Simili provvedimenti in materia di blocco tariffario ai clienti retail sono stati adottati in Ungheria.

Per maggiori informazioni sulla regolamentazione specifica del settore Gas & Power si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito.

Investimenti tecnici

Nel 2011 gli investimenti tecnici di 1.721 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (898 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (337 milioni di euro); (iii) l'incremento della capacità di stoccaggio (294 milioni di euro); (iv) iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (87 milioni di euro); (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (8 milioni di euro).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	**2009**	**2010**	**2011**	**Var. ass.**	**Var. %**
Italia	1.564	1.575	1.661	86	5,5
Estero	122	110	60	(50)	(45,5)
	1.686	**1.685**	**1.721**	**36**	**2,1**
Mercato	**175**	**248**	**184**	**(64)**	**(25,8)**
Mercato	102	133	97	(36)	(27,1)
Italia	*12*	*40*	*45*	*5*	*12,5*
Estero	*90*	*93*	*52*	*(41)*	*(44,1)*
Generazione elettrica	73	115	87	(28)	(24,3)
Business regolati Italia	**1.479**	**1.420**	**1.529**	**109**	**7,7**
Trasporto	919	842	898	56	6,7
Distribuzione	278	328	337	9	2,7
Stoccaggio	282	250	294	44	17,6
Trasporto internazionale	**32**	**17**	**8**	**(9)**	**(52,9)**
	1.686	**1.685**	**1.721**	**36**	**2,1**

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,18	1,77	**2,02**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,35	3,59	**3,21**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	31.769	43.190	**51.219**
Utile operativo		(102)	149	**(273)**
Utile operativo adjusted		(357)	(171)	**(535)**
Utile netto adjusted		(197)	(49)	**(262)**
Investimenti tecnici		635	711	**866**
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		7.560	7.859	**8.600**
ROACE adjusted	(%)	(2,6)	(0,6)	**(3,1)**
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,55	34,80	**31,96**
Grado di conversione del sistema	(%)	60	61	**61**
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	747	757	**767**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,02	11,73	**11,37**
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.986	6.167	**6.287**
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.477	2.353	**2.206**
Grado di efficienza della rete	(%)	1,61	1,53	**1,50**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.166	8.022	**7.591**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	7,29	7,76	**7,23**
Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq)	21,98	28,05	**23,07**
Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO_2eq)	7,35	7,96	**6,74**
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	35,99	28,36	**31,07**
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,93	7,84	**7,74**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

> L'indice di frequenza infortuni dei dipendenti è cresciuto del 14% rispetto al 2010: nell'anno si sono verificati 26 eventi infortunistici.

> Nel 2011, le emissioni di NO_x (-15%) e SO_x (-18%) hanno registrato una significativa riduzione rispetto al 2010, grazie al maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile e ad iniziative di energy saving.

> Nel 2011 il settore ha registrato la perdita netta adjusted di 262 milioni di euro che rappresenta un netto peggioramento rispetto al 2010 (-213 milioni di euro) dovuto al perdurare dei margini di raffinazione di scenario su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di prodotti.

> Il ROACE adjusted si attesta sul valore negativo del -3,1% (-0,6% nel 2010).

> Nel 2011 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 31,96 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,2% rispetto al 2010. In Italia la flessione dell'8,7% dei volumi processati riflette la decisione di interrompere temporaneamente le lavorazioni presso la raffineria di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto delle fermate programmate e di isolate indisponibilità di impianti presso gli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,3% in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov.

> Le vendite rete in Italia di 8,36 milioni di tonnellate sono diminuite del -3,1% nel 2011, per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da elevata pressione competitiva. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.

> Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto all'esercizio 2010. Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania, a causa essenzialmente del mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia, per effetto della razionalizzazione di punti vendita di rete ordinaria e nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda.

> Sono stati investiti 866 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, nonché per iniziative in materia di salute, sicurezza e ambiente.
> Nel 2011 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa 32 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 8 domande di brevetto.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2011 sono state acquistate 59,02 milioni di tonnellate di petrolio (68,25 milioni nel 2010), di cui 27,64 milioni dal settore Exploration & Production, 20,44 milioni sul mercato spot e 10,94 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 27% dalla Russia, 20% dall'Africa Occidentale, 11% dal Mare del Nord, 11% dal Medio Oriente, 9% dall'Africa Settentrionale, 6% dall'Italia e 16% da altre aree.

Sono state commercializzate 32,10 milioni di tonnellate di petrolio, in flessione dell'11,3% rispetto al 2010 (-4,07 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 4,26 milioni di tonnellate di semilavorati (3,05 milioni nel 2010), per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 15,85 milioni di tonnellate di prodotti (15,28 milioni nel 2010), destinati alla vendita sui mercati esteri (12,45 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,40 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti (milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Greggi equity					
Produzione Eni Estero	29,84	26,90	24,29	(2,61)	(9,7)
Produzione Eni Nazionale	2,91	3,24	3,35	0,11	3,4
	32,75	**30,14**	**27,64**	**(2,50)**	**(8,3)**
Altri greggi					
Acquisti spot	14,94	20,95	20,44	(0,51)	(2,4)
Contratti a termine	19,71	17,16	10,94	(6,22)	(36,2)
	34,65	**38,11**	**31,38**	**(6,73)**	**(17,7)**
Totale acquisti di greggi	**67,40**	**68,25**	**59,02**	**(9,23)**	**(13,5)**
Acquisti di semilavorati	2,92	3,05	4,26	1,21	39,7
Acquisti di prodotti	13,98	15,28	15,85	0,57	3,7
TOTALE ACQUISTI	**84,30**	**86,58**	**79,13**	**(7,45)**	**(8,6)**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,96)	(0,92)	(0,89)	0,03	3,3
Altre variazioni [a]	(1,64)	(2,69)	(1,12)	1,57	58,4
	81,70	**82,97**	**77,12**	**(5,85)**	**(7,1)**

[a] Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

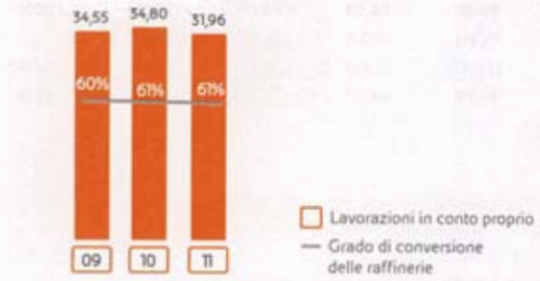
Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2011 sono state di 31,96 milioni di tonnellate con una diminuzione dell'8,2% rispetto al 2010 (-2,84 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-8,7%) riflette la decisione di interrompere momentaneamente le lavorazioni presso la raffineria di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto delle fermate programmate e impreviste sugli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,3% (pari a circa 280 mila tonnellate) in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 22,75 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,95 milioni di tonnellate (-11,5%) rispetto al 2010, determinando un tasso di utilizzo del 79%, in diminuzione rispetto al 2010 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 22,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 6,5 punti percentuali rispetto al 2010 (15,8%), equivalenti a un maggior volume di circa 1,52 milioni di tonnellate.

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	24,02	25,70	22,75	(2,95)	(11,5)
Lavorazioni in conto terzi	(0,49)	(0,50)	(0,49)	0,01	2,0
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	5,87	4,36	4,74	0,38	8,7
Lavorazioni in conto proprio	**29,40**	**29,56**	**27,00**	**(2,56)**	**(8,7)**
Consumi e perdite	(1,60)	(1,69)	(1,55)	0,14	8,3
Prodotti disponibili da lavorazioni	**27,80**	**27,87**	**25,45**	**(2,42)**	**(8,7)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,73	4,24	3,22	(1,02)	(24,1)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(3,89)	(4,18)	(1,77)	2,41	57,7
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,96)	(0,92)	(0,89)	0,03	3,3
Prodotti venduti	**26,68**	**27,01**	**26,01**	**(1,00)**	**(3,7)**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	**5,15**	**5,24**	**4,96**	**(0,28)**	**(5,3)**
Consumi e perdite	(0,25)	(0,24)	(0,23)	0,01	4,2
Prodotti disponibili da lavorazioni	**4,90**	**5,00**	**4,73**	**(0,27)**	**(5,4)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	10,12	10,61	12,51	1,90	17,9
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	3,89	4,18	1,77	(2,41)	(57,7)
Prodotti venduti	**18,91**	**19,79**	**19,01**	**(0,78)**	**(3,9)**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**34,55**	**34,80**	**31,96**	**(2,84)**	**(8,2)**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*5,11*	*5,02*	*6,54*	*1,52*	*30,3*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**45,59**	**46,80**	**45,02**	**(1,78)**	**(3,8)**
Vendite di greggi	**36,11**	**36,17**	**32,10**	**(4,07)**	**(11,3)**
TOTALE VENDITE	**81,70**	**82,97**	**77,12**	**(5,85)**	**(7,1)**

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie



Nel maggio 2011, presso la raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, sono state avviate le attività per la realizzazione dell'impianto che consentirà la prima applicazione su scala industriale della tecnologia **EST (Eni Slurry Technology)**, creata da Eni per la conversione dei residui petroliferi pesanti in prodotti pregiati, benzina e gasolio. Rispetto alle tecnologie di raffinazione disponibili commercialmente, EST non produce sottoprodotti ma converte completamente la carica a distillati e consente di valorizzare i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti e le risorse non convenzionali.
Inoltre, nell'ambito del progetto **Total Conversion**, sono stati ottenuti buoni risultati dalla marcia in continuo dell'impianto pilota Slurry Dual Catalyst: questa tecnologia, basata sulla combinazione di due nanocatalizzatori, potrebbe portare a uno sviluppo breakthrough del processo EST, in grado di aumentarne la produttività e migliorare la qualità dei prodotti.
Presso la raffineria di Sannazzaro è inoltre in corso il **Progetto idrogeno SCT-CPO (Short Contact Time-Catalytic Partial Oxidation)** per la produzione di idrogeno. Si tratta di una tecnologia di reforming che trasforma idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

In linea con le politiche aziendali, l'impegno di Eni nella raffinazione è volto all'eccellenza operativa con particolare riguardo alla sicurezza e alla salute nelle proprie attività, nonché alla salvaguardia dell'ambiente e al rafforzamento dei rapporti con il territorio. A tal fine e per ridurre l'impatto ambientale delle proprie attività in questo settore, è stato avviato nell'ultimo trimestre dell'anno un impianto pilota da 50 kg/h di pirolisi/gassificazione e inertizzazione di fanghi industriali (progetto **Zero Waste**) presso il sito del Centro Sviluppo Materiali di Roma.

Infine, nell'ambito delle iniziative volte alla riduzione degli impatti ambientali dell'attività di raffinazione, è in corso un progetto per la riduzione di 1.400 ton/anno di SO_x e 120 ton/anno di NO_x attraverso migliorie impiantistiche presso le raffinerie di Gela (realizzazione di una nuova unità SRU - Sulphur Recovery Unit) e Sannazzaro (ammodernamento tecnologico impianti). Inoltre, presso la raffineria di Livorno sono stati autorizzati e avviati i lavori di costruzione di un impianto di water reuse della potenzialità di 800 mila metri cubi/anno, che ridurrà il fabbisogno di acqua dall'esterno, per il reintegro del circuito chiuso di raffreddamento.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2011 le vendite di prodotti petroliferi (45,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,78 milioni di tonnellate rispetto al 2010, pari al 3,8%, per effetto principalmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e trader in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'Estero (milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Rete	9,03	8,63	8,36	(0,27)	(3,1)
Extrarete	9,56	9,45	9,36	(0,09)	(1,0)
Petrolchimica	1,33	1,72	1,71	(0,01)	(0,6)
Altre vendite	6,76	7,21	6,58	(0,63)	(8,7)
Vendite in Italia	**26,68**	**27,01**	**26,01**	**(1,00)**	**(3,7)**
Rete resto d'Europa	2,99	3,10	3,01	(0,09)	(2,9)
Extrarete resto d'Europa	3,66	3,88	3,84	(0,04)	(1,0)
Extrarete mercati extra europei	0,41	0,42	0,43	0,01	2,4
Altre vendite	11,85	12,39	11,73	(0,66)	(5,3)
Vendite all'Estero	**18,91**	**19,79**	**19,01**	**(0,78)**	**(3,9)**
	45,59	**46,80**	**45,02**	**(1,78)**	**(3,8)**

Vendite Rete Italia

Nel 2011, le vendite sulla rete in Italia (8,36 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2010 (circa 270 mila tonnellate, -3,1%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.173 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 149 mila litri rispetto al 2010. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.

Al 31 dicembre 2011 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.701 stazioni di servizio con un incremento di 159 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (4.542 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (158 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (14 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (13 unità).

Nel 2011 anche le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), sebbene siano state sostenute dalle campagne promozionali attuate, hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 493 mila tonnellate (circa 592 milioni di litri) in diminuzione di circa 80 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 9% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2011 le stazioni di servizio che commercializzano eni bludiesel+ sono 4.130 (4.071 a fine 2010) pari a circa l'88% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 62 mila tonnellate (circa 83 milioni di litri) in lieve diminuzione rispetto al 2010; l'incidenza (pari al 2,4%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,2%. Al 31 dicembre 2011 le stazioni di servizio che commercializzano eni blusuper+ sono 2.703 (2.672 a fine 2010), pari a circa il 57% del totale.

Nell'ambito dello sviluppo di **carburanti e bio-carburanti innovativi**, Eni, oltre ad aver sviluppato i prodotti della citata linea eni blu+, sta definendo nuovi catalizzatori di desolforazione per l'ottimizzazione della qualità diesel e, con particolare riferimento ai biocarburanti, sta studiando l'impiego di cariche non agroalimentari – prodotte da biomasse presso il Centro Ricerche Donegani – alla tecnologia proprietaria **Ecofining**, individuando nuovi bio-componenti pro-fuel, e valutandone la compatibilità motoristica.

Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata triennale, le card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2011, circa 6,5 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,6 milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 39% dell'erogato complessivo della rete.

Vendite per prodotto/canale (milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Italia	**18,59**	**18,08**	**17,72**	**(0,36)**	**(2,0)**
Vendite rete	**9,03**	**8,63**	**8,36**	**(0,27)**	**(3,1)**
Benzina	3,05	2,76	2,60	(0,16)	(5,8)
Gasolio	5,74	5,58	5,45	(0,13)	(2,3)
GPL	0,22	0,26	0,29	0,03	11,5
Altri prodotti	0,02	0,03	0,02	(0,01)	(33,3)
Vendite extrarete	**9,56**	**9,45**	**9,36**	**(0,09)**	**(1,0)**
Gasolio	4,30	4,36	4,18	(0,18)	(4,1)
Oli combustibili	0,72	0,44	0,46	0,02	4,5
GPL	0,35	0,33	0,31	(0,02)	(6,1)
Benzina	0,12	0,16	0,19	0,03	18,8
Lubrificanti	0,09	0,10	0,10		
Bunker	1,38	1,35	1,26	(0,09)	(6,7)
Jet fuel	1,43	1,46	1,65	0,19	13,0
Altri prodotti	1,17	1,25	1,21	(0,04)	(3,2)
Estero (rete + extrarete)	**7,06**	**7,40**	**7,28**	**(0,12)**	**(1,6)**
Benzina	1,89	1,85	1,79	(0,06)	(3,2)
Gasolio	3,54	3,95	3,82	(0,13)	(3,3)
Jet fuel	0,35	0,40	0,49	0,09	22,5
Oli combustibili	0,28	0,25	0,23	(0,02)	(8,0)
Lubrificanti	0,10	0,10	0,10		
GPL	0,50	0,49	0,50	0,01	2,0
Altri prodotti	0,40	0,36	0,35	(0,01)	(2,8)
	25,65	**25,48**	**25,00**	**(0,48)**	**(1,9)**

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite Rete resto d'Europa

Le vendite Rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto al 2010 (circa -90 mila tonnellate). Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania connesse essenzialmente al mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia e nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda.

Al 31 dicembre 2011 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.586 stazioni di servizio con una diminuzione di 39 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (1.625 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 41 impianti a basso erogato, principalmente in Austria e Francia; (ii) il saldo negativo di 17 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni negative in particolare in Germania, Austria e Svizzera; (iii) l'acquisto di 12 impianti in particolare in Francia e Germania; (iv) l'apertura di 7 nuovi punti vendita.

L'erogato medio (2.299 mila litri) è in flessione di circa 142 mila litri rispetto al 2010 (2.441 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 9,36 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 90 mila tonnellate, pari all'1% per effetto principalmente del calo della domanda dei trasporti (in decisa riduzione le vendite in particolare di gasolio) e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole e della pressione competitiva con impatti negativi in particolare nel segmento dei bunkeraggi e dei bitumi, nonché di GPL per effetto di condizioni climatiche atipiche. In ripresa le vendite di jet fuel al segmento avio e degli oli combustibili all'industria. La quota di mercato extrarete media nel 2011 è del 28,3% (29,2% nel 2010).

Le vendite al settore Petrolchimica (1,71 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al 2010, registrando solo una lieve flessione di circa 10 mila tonnellate riferibile alle minori

forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.
Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 3,84 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'1% rispetto al 2010, per effetto essenzialmente delle minori vendite in Ungheria, Germania e Repubblica Ceca. In aumento le vendite in Austria, Svizzera e Francia.
Le altre vendite (18,31 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate, pari al 6,6% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Non-oil

Prosegue l'impegno di Eni per l'arricchimento dell'offerta di prodotti e servizi non-oil sulle stazioni della Rete Italia attraverso lo sviluppo di una catena di locali in franchising e in particolare di:

- "enicafé", format presente su 350 locali a seguito della riqualificazione dei bar sui punti vendita Eni;
- "enicafè&shop", format abbinato a corner per la vendita di prodotti alimentari e car-care su 200 punti vendita Eni.

Nel 2011 è stata inoltre lanciata una nuova offerta automatica h24 di prodotti food, non-food e personal care attraverso l'installazione su 150 punti vendita di vending machines a marchio "eni" con l'obiettivo di estendere il servizio a 1.000 punti vendita nei prossimi due anni.

Investimenti tecnici

Nel 2011, gli investimenti tecnici del settore di 866 milioni di euro hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'Estero (629 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (168 milioni di euro) e nel resto d'Europa (60 milioni di euro).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Italia	581	633	803	170	26,9
Estero	54	78	63	(15)	(19,2)
	635	**711**	**866**	**155**	**21,8**
Raffinazione, supply e logistica	**436**	**446**	**629**	**183**	**41,0**
Italia	436	444	626	182	41,0
Estero		2	3	1	..
Marketing	**172**	**246**	**228**	**(18)**	**(7,3)**
Italia	118	170	168	(2)	(1,2)
Estero	54	76	60	(16)	(21,1)
Altre attività	**27**	**19**	**9**	**(10)**	**(52,6)**
	635	**711**	**866**	**155**	**21,8**

Complessivamente nel 2011 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 111 milioni di euro.
È in corso il progetto di adeguamento delle attività di raffinazione alle più avanzate metodologie di **process safety**. La totalità delle raffinerie (5), dei depositi e stabilimenti (23), dei laboratori (2) e delle Aree Vendite Rete (4) sono certificate ISO 14001. Sono inoltre registrate EMAS le raffinerie di Sannazzaro, Venezia, Livorno e Taranto.
Inoltre, continua dal 2003 l'impegno di Eni nel progetto di **energy saving** che ha consentito nel corso del 2011 di risparmiare ulteriori 42 ktep, che, cumulati con gli ulteriori interventi di efficienza degli scorsi anni, hanno consentito di realizzare un risparmio energetico annuale complessivo di 214 ktep, pari a circa 640 kton di CO_2 evitate. Il risparmio cumulato al 2014 è previsto in 92 ktep (266 kton CO_2). Questi risultati, frutto di notevoli investimenti hanno contribuito a conseguire la prima certificazione in Italia secondo la norma ISO 50001 sulla gestione energetica.

Petrolchimica

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,34	1,54	**1,47**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		8,12	5,94	**4,60**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	4.203	6.141	**6.491**
Petrolchimico di base		*1.832*	*2.833*	***2.987***
Polimeri		*2.185*	*3.126*	***3.299***
Altri ricavi		*186*	*182*	***205***
Utile operativo		(675)	(86)	**(424)**
Utile operativo adjusted		(426)	(113)	**(276)**
Utile netto adjusted		(340)	(85)	**(208)**
Investimenti tecnici		145	251	**216**
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.521	7.220	**6.245**
Vendite di prodotti petrolchimici		4.265	4.731	**4.040**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,4	72,9	**65,3**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.068	5.972	**5.804**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	4,63	4,69	**4,12**
Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)	(tonnellate)	3,83	4,71	**4,18**
Emissioni SO_x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO_2eq)	4,59	3,30	**3,18**
Emissioni NO_x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO_2eq)	4,78	4,87	**4,14**
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	81,6	82,7	**81,8**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

> Nel corso del 2011 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend di miglioramento registrato negli scorsi esercizi (-4,5% e -22,6%, rispettivamente).

> Nel 2011 le emissioni di gas serra, NMVOC e di SO_x e NO_x sono diminuite, sia per il calo dei volumi prodotti, sia per interventi di energy saving attuati nell'anno.

> Nel 2011 la percentuale di riutilizzo dell'acqua si è attestata intorno all'80% in continuità con quanto registrato negli anni precedenti.

> Nel 2011 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 208 milioni di euro con un netto peggioramento di 123 milioni di euro rispetto al 2010, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non integralmente trasferiti sui prezzi finali di vendita, la cui dinamica è stata frenata dal calo della domanda nel mercato di sbocco.

> Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.040 mila tonnellate sono diminuite di 691 mila tonnellate rispetto al 2010 (-14,6%) a causa del calo dei consumi.

> Le produzioni di 6.245 mila tonnellate sono diminuite di 975 mila tonnellate (-13,5%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori ad eccezione del business degli elastomeri (+1%).

> Il tasso di utilizzo medio degli impianti è passato dal 72,9 al 65,3 a causa del calo della produzione a fronte di uno scenario di recessione economica.

> Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 32 milioni di euro in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 13 domande di brevetto.

Chimica verde

> Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio/lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produt-

tiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale. Novamont contribuirà alla joint venture fornendo le tecnologie e il proprio know-how nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico. Nell'ambito di tale progetto, Eni ha in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse e di eseguire interventi di bonifica e risanamento ambientale. I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa €1,2 miliardi che sarà sostenuto in via diretta o tramite la joint venture nel periodo 2011-2016.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2011 le **vendite** (4.040 mila tonnellate) sono diminuite di 691 mila tonnellate rispetto al 2010 (-14,6%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto.

Le **produzioni** (6.245 mila tonnellate) hanno registrato un decremento di 975 mila tonnellate rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, pari al 13,5%, con le riduzioni più sensibili nella chimica di base e nel polietilene. In lieve aumento la produzione degli elastomeri (+1,1%).
Le riduzioni hanno interessato tutti i siti produttivi, sia in Italia che all'estero, la cui marcia è stata ridotta a seguito della citata debolezza della domanda. In Italia, si segnala il calo significativo delle produzioni dell'impianto di Porto Torres (-46,4%) dovuto alla fermata a seguito dell'avvio, nel secondo semestre 2011, del citato progetto Chimica Verde che prevede la riconversione del sito.
All'estero, le principali riduzioni si segnalano nel sito di Dunkerque per il lento riavvio a seguito delle fermate programmate e nel sito di Feluy per la chiusura dell'impianto che produceva polistirolo a fine 2010.

I **prezzi unitari medi di vendita** sono aumentati di circa il 20% rispetto al 2010 per effetto dell'incremento del costo dei prodotti petroliferi (+31% le quotazioni della Virgin Nafta rispetto al 2010). In aumento anche i prezzi dei polimeri, in particolare degli elastomeri con incrementi pari al 34%.
Nonostante il descritto incremento dei prezzi di vendita, i margini unitari evidenziano una significativa flessione a causa dei costi della materia prima non trasferiti interamente sui prezzi di vendita.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	4.350	4.860	4.101	(759)	(15,6)
Polimeri	2.171	2.360	2.144	(216)	(9,2)
Produzioni	**6.521**	**7.220**	**6.245**	**(975)**	**(13,5)**
Consumi e perdite	(2.701)	(2.912)	(2.631)	281	(9,6)
Acquisti e variazioni rimanenze	445	423	426	3	0,7
	4.265	**4.731**	**4.040**	**(691)**	**(14,6)**

Andamento per business

Petrolchimica di base

I ricavi della petrolchimica di base (2.987 milioni di euro) sono aumentati di 154 milioni di euro rispetto al 2010 (+5,4%) in tutti i principali business per effetto di un sensibile incremento dei prezzi medi unitari (olefine/aromatici +20%, intermedi +16%) che riflettono le alte quotazioni delle materie petrolifere, parzialmente compensato dalle minori quantità vendute (in media -18%).
In particolare diminuiscono i volumi venduti di olefine (etilene -22%; butadiene -57% per mancanza di materia prima) e intermedi (in media -21%, in particolare fenolo/acetone).
Le produzioni della petrolchimica di base (4.101 mila tonnellate) sono diminuite di 759 mila tonnellate rispetto al 2010 (-15,6%), per effetto delle minori vendite/fabbisogni di monomeri. Il calo delle produzioni di etilene risente delle fermate dei siti di Porto Marghera e di Porto Torres. La produzione di intermedi (-14%) riflette la carenza di materia prima e fermate per manutenzione programmata all'impianto di Mantova.
Nell'ambito del business degli intermedi è stata introdotta a livello pilota una nuova tecnologia finalizzata all'eliminazione della coproduzione dell'acetone, coprodotto pericoloso e indesiderato.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (3.299 milioni di euro) sono aumentati di 173 milioni di euro rispetto al 2010 (+5,5%) con prezzi medi unitari in rialzo (elastomeri +34%, polimeri stirenici +12%, polietilene +11%).
In riduzione i volumi venduti mediamente del 11,5% (in particolare in calo i volumi di polietilene -16%, lattici -15%, gomme polibutadieniche e termoplastiche circa 9%) a causa del rilevante calo della domanda. In controtendenza le vendite di ABS e gomme SBR, rispettivamente in crescita del 5% e 2%.
Le produzioni dei polimeri (2.144 mila tonnellate) sono diminuite di 216 mila tonnellate rispetto al 2010 (-9%), in particolare quelle di polietilene (-15%) influenzate dal lento riavvio della linea produttiva di Dunkerque, dalle fermate temporanee/riduzioni di marcia presso i siti di Priolo, Ragusa e Gela nella parte finale dell'esercizio nonché dal calo della domanda.

Nel corso del 2011, nel business degli elastomeri sono state industrializzate innovazioni tecnologiche attraverso l'impiego di nuovi gradi di gomme E-SBR per applicazione Tyre green (a basse emissioni), che permettono di ottenere un prodotto dalle prestazioni migliorate e di nuove gomme nitriliche (NBR) utilizzabili nella produzione di guanti, tubazioni flessibili e guarnizioni, dotate di un antiossidante più efficiente e non volatile, che consente di eliminare le emissioni nelle operazioni di rifinitura.

Nel business dei polietileni è stato avviato un nuovo impianto che permette di produrre polimeri dalle migliorate qualità organolettiche per il settore del packaging alimentare.
Nel business degli stirenici è stato testato con successo un nuovo additivo in grado di migliorare l'impatto ambientale della produzione di EPS (Polistirene Espanso in massa continua) riducendo di circa il 30% la formazione di sottoprodotti bromurati.

Investimenti tecnici

Nel 2011 gli investimenti tecnici di 216 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2010) hanno riguardato:
(i) interventi di manutenzione (59 milioni di euro);
(ii) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (53 milioni di euro), in particolare il progetto "Controllo e gestione delle emissioni fuggitive" volto al censimento dei punti di potenziale emissione su cui si ritiene di intervenire che pone Polimeri Europa all'avanguardia sul tema a livello internazionale;
(iii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (46 milioni di euro), tra cui il conseguimento delle certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 per la quasi totalità degli stabilimenti; e
(iv) interventi di recupero energetico (42 milioni di euro), riferibili principalmente al progetto energy savings volto a ridurre le emissioni di CO_2.

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,45	**0,44**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,57	0,33	**0,21**
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,86	2,14	**1,82**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	9.664	10.581	**11.834**
Utile operativo		881	1.302	**1.422**
Utile operativo adjusted		1.120	1.326	**1.443**
Utile netto adjusted		892	994	**1.098**
Investimenti tecnici		1.630	1.552	**1.090**
ROACE adjusted	(%)	15,4	14,0	**13,9**
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	9.917	12.935	**12.505**
Portafoglio ordini a fine periodo		18.730	20.505	**20.417**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	35.969	38.826	**38.561**
Quota dipendenti estero	(%)	85,6	87,3	**86,5**
Quota di manager locali		41,1	45,3	**43,0**
Quota di procurato locale		47,0	61,3	**56,4**
Spesa salute	(migliaia di euro)	25.205	19.506	**32.410**
Spesa sicurezza		68.954	26.403	**50.541**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	1,28	1,11	**1,32**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

> La percentuale di posizioni manageriali ricoperte da personale assunto in loco continua ad essere superiore al 40% del totale di posizioni manageriali, ad esclusione di Italia e Francia, risentendo tuttavia di fluttuazioni per apertura di nuovi cantieri e progetti di breve periodo.

> Su un totale di 8.740 milioni di euro di ordinato nell'anno 2011, 6.510 milioni di euro riguardano spese per progetti operativi, di cui il 56,4% ordinato presso fornitori locali.

> Nel 2011 gli indici di frequenza infortuni hanno registrato un miglioramento rispetto al 2010 (-2% e -36% per dipendenti e contrattisti, rispettivamente).

> La spesa in salute e sicurezza per dispositivi di protezione individuali e assistenza medica è aumentata dell'81% rispetto al 2010 (da 46 milioni di euro a 83 milioni di euro).

> Nel 2011 il settore Ingegneria & Costruzioni ha archiviato una solida performance con l'utile netto adjusted di 1.098 milioni di euro, in aumento di 104 milioni di euro rispetto al 2010 (+10,5%) per effetto essenzialmente della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

> Il ROACE adjusted è pari al 13,9% nel 2011 (14% nel 2010).

> Gli ordini acquisiti di 12.505 milioni di euro (12.935 milioni di euro nel 2010) hanno riguardato per il 91% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese Eni.

> Il portafoglio ordini di 20.417 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (20.505 milioni di euro al 31 dicembre 2010) di cui 9.451 milioni di euro da realizzarsi nel 2012.

> Gli investimenti tecnici di 1.090 milioni di euro (1.552 milioni di euro nel 2010) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

> Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 15 milioni di euro in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 28 domande di brevetto.

Aree di attività

Engineering & Construction Offshore

Nel 2011 i ricavi ammontano a 4.908 milioni di euro in aumento del 10,4% rispetto al 2010 a seguito della maggiore attività in Nord Europa, Kazakhstan e Asia Pacifico.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 6.131 milioni di euro (4.600 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) nell'ambito del progetto Iraq Crude Oil Export Expansion – Fase 2, il contratto EPIC per l'espansione del centro olio di Basra e delle strutture connesse; (ii) il contratto EPIC per la realizzazione delle infrastrutture offshore nell'ambito dello sviluppo dei giacimenti offshore Arabiyah e Hasbah nella sezione saudita del Golfo Persico.

L'attività di ricerca e sviluppo è stata finalizzata al continuo miglioramento di soluzioni innovative per giacimenti offshore. In particolare nell'anno si segnalano: (i) la progettazione di un sistema di trasferimento del gas naturale liquefatto tra due unità di Floating LNG offshore; (ii) metodologie e strutture innovative nella posa di condotte offshore per ridurre l'impatto ambientale e sul ripristino dell'habitat; (iii) nel campo delle energie rinnovabili, le attività connesse alla realizzazione nel 2012 del prototipo di turbina sottomarina azionata dall'energia delle correnti marine.

Engineering & Construction Onshore

Nel 2011 i ricavi ammontano a 5.369 milioni di euro in aumento del 13,6% rispetto al 2010 a seguito della maggiore attività in Medio Oriente, Canada e Australia.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 5.006 milioni di euro (7.744 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) la realizzazione di 39 chilometri del tratto di linea Alta Velocità/Alta Capacità Treviglio-Brescia per conto di Rete Ferroviaria SpA; (ii) il contratto EPC per la realizzazione di un impianto di arricchimento secondario con una capacità produttiva di 43 mila barili/giorno di gasolio desolforato. L'infrastruttura sarà eseguita nell'ambito del progetto Horizon Oil Sands – Hydrotreater Phase 2, nella regione di Athabasca, in Alberta, Canada.

L'attività di ricerca e sviluppo dell'anno ha riguardato tecnologie di processo nei segmenti upstream e mid-downstream, finalizzate in particolare a: (i) incrementare la resa della tecnologia proprietaria per la produzione di fertilizzanti (Snamprogetti™ Urea); (ii) ridurre l'impatto ambientale degli impianti di produzione di Urea basato sul recupero dell'ammoniaca; (iii) trasportare CO_2 nell'ambito delle tecnologie di recupero assistito (Enhanced Oil Recovery) per lo sviluppo di giacimenti onshore.

Perforazioni mare

Nel 2011 i ricavi ammontano a 833 milioni di euro in aumento del 11,1% rispetto al 2010 a seguito essenzialmente della piena attività delle navi di perforazione Saipem 10000 e 12000 e del jack up Perro Negro 8.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 780 milioni di euro (326 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 10000; (ii) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 12000.

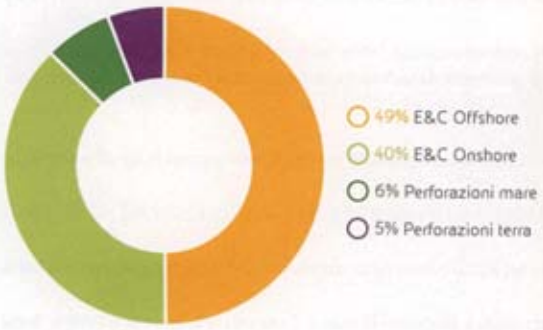
Perforazioni terra

Nel 2011 i ricavi ammontano a 724 milioni di euro in aumento del 9,5% rispetto al 2010 a seguito essenzialmente della maggiore attività di impianti in Sud America e dell'entrata in funzione di nuovi impianti in Kazakhstan.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 588 milioni di euro (265 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto per il noleggio di nove impianti con una durata da uno a tre anni, in Arabia Saudita; (ii) contratti per l'utilizzo di quattordici impianti in Perù, Colombia e Bolivia con una durata compresa tra quattro mesi e due anni.

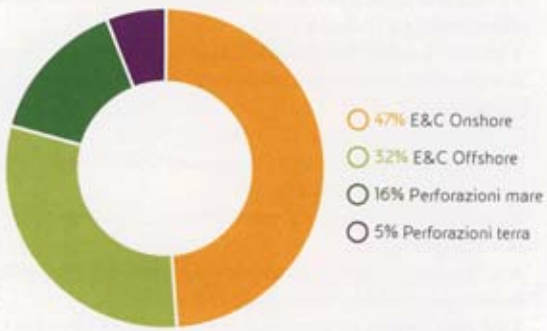
Ordini acquisiti

12.505 milioni di euro



Portafoglio ordini

20.417 milioni di euro



Ordini acquisiti (milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
	9.917	12.935	12.505	(430)	(3,3)
Engineering & Construction Offshore	5.089	4.600	6.131	1.531	33,3
Engineering & Construction Onshore	3.665	7.744	5.006	(2.738)	(35,4)
Perforazioni mare	585	326	780	454	139,3
Perforazioni terra	578	265	588	323	121,9
di cui:					
- Eni	3.147	962	822	(140)	(14,6)
- Terzi	6.770	11.973	11.683	(290)	(2,4)
di cui:					
- Italia	2.081	825	1.116	291	35,3
- Estero	7.836	12.110	11.389	(721)	(6,0)

Portafoglio ordini (milioni di euro)	Dic. 31, 2009	Dic. 31, 2010	Dic. 31, 2011	Var. ass.	Var. %
	18.730	20.505	20.417	(88)	(0,4)
Engineering & Construction Offshore	5.430	5.544	6.600	1.056	19,0
Engineering & Construction Onshore	8.035	10.543	9.604	(939)	(8,9)
Perforazioni mare	3.778	3.354	3.301	(53)	(1,6)
Perforazioni terra	1.487	1.064	912	(152)	(14,3)
di cui:					
- Eni	4.103	3.349	2.883	(466)	(13,9)
- Terzi	14.627	17.156	17.534	378	2,2
di cui:					
- Italia	1.341	1.310	1.816	506	38,6
- Estero	17.389	19.195	18.601	(594)	(3,1)

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.090 milioni di euro hanno riguardato: (i) la realizzazione di un nuovo pipelayer, del field development ship FDS2 per acque profonde, le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO e la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia; (ii) il completamento della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000, l'allestimento delle due piattaforme semisommergibili Scarabeo 8 e 9, e del jack up Perro Negro 6; (iii) la realizzazione/potenziamento di strutture operative nel settore perforazioni terra.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore	691	706	400	(306)	(43,3)
Engineering & Construction Onshore	19	11	45	34	..
Perforazioni mare	706	559	507	(52)	(9,3)
Perforazioni terra	188	253	121	(132)	(52,2)
Altri investimenti	26	23	17	(6)	(26,1)
	1.630	1.552	1.090	(462)	(29,8)

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
83.227	Ricavi della gestione caratteristica	98.523	109.589	11.066	11,2
1.118	Altri ricavi e proventi	956	933	(23)	(2,4)
(62.532)	Costi operativi	(73.920)	(83.940)	(10.020)	(13,6)
(250)	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*246*	*(69)*		
55	Altri proventi (oneri) operativi	131	171	40	30,5
(9.813)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.579)	(9.318)	261	2,7
12.055	**Utile operativo**	**16.111**	**17.435**	**1.324**	**8,2**
(551)	Proventi (oneri) finanziari	(727)	(1.129)	(402)	(55,3)
569	Proventi netti su partecipazioni	1.156	2.171	1.015	87,8
12.073	**Utile prima delle imposte**	**16.540**	**18.477**	**1.937**	**11,7**
(6.756)	Imposte sul reddito	(9.157)	(10.674)	(1.517)	(16,6)
56,0	*Tax rate (%)*	*55,4*	*57,8*	*2,4*	
5.317	**Utile netto**	**7.383**	**7.803**	**420**	**5,7**
	di competenza:				
4.367	**- azionisti Eni**	**6.318**	**6.860**	**542**	**8,6**
950	- interessenze di terzi	1.065	943	(122)	(11,5)

Utile netto

Nel 2011 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di 6.860 milioni di euro è aumentato di 542 milioni di euro rispetto al 2010, pari all'8,6%. L'incremento riflette il miglioramento della performance operativa (+1.324 milioni di euro, pari all'8,2%), dovuto al settore Exploration & Production, grazie all'andamento favorevole dello scenario petrolifero e ai minori oneri straordinari di circa 1 miliardo di euro, attenuati dall'andamento negativo dei settori downstream. Il risultato ha beneficiato delle plusvalenze derivanti dalla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia (1.044 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-402 milioni di euro), nonché dall'incremento delle imposte sul reddito (-1.517 milioni di euro) dovuto alla crescita di 2,4 punti percentuali del tax rate consolidato e all'adeguamento delle imposte differite di 573 milioni di euro per effetto della revisione dell'aliquota fiscale di un Production Sharing Agreement (PSA) nella Divisione Exploration & Production.

Utile netto adjusted

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
4.367	**Utile netto di competenza azionisti Eni**	**6.318**	**6.860**	**542**	**8,6**
(191)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(610)	(724)		
1.031	Esclusione special item	1.161	833		
	di cui:				
250	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*(246)*	*69*		
781	*- altri special item*	*1.407*	*764*		
5.207	**Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni** [a]	**6.869**	**6.969**	**100**	**1,5**

(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 azionisti Eni** è stato di 6.969 milioni di euro, in aumento di 100 milioni di euro rispetto al 2010 (+1,5%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 724 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 833 milioni di euro, determinando una rettifica positiva di 109 milioni di euro.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono principalmente a:

(i) svalutazioni di impianti e asset intangibili per 1.022 milioni di euro rilevate in massima parte dai business raffinazione e Mercato gas che sono maggiormente esposti all'indebolimento del quadro congiunturale, alla volatilità dei prezzi delle commodity e alla pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato certe proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e nella Petrolchimica con riguardo a linee di business marginali prive di prospettive di reddito;

(ii) oneri di incentivazione all'esodo (209 milioni di euro) comprenso l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 del personale Italia derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dal recente Decreto Legge 201/2011 del dicembre 2011;

(iii) accantonamenti al fondo rischi ambientali e diversi (274 milioni di euro complessivi).

Gli **special item non operativi** comprendono: (i) la svalutazione di 157 milioni di euro dell'interest Eni in un'iniziativa di raffinazione nell'Europa dell'Est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività; (ii) l'adeguamento dell'importo di 552 milioni di euro del fondo imposte differite per riflettere il cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compresa la quota del fondo iscritta all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination; (iii) le plusvalenze realizzate sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (1.044 milioni di euro).

L'analisi dell'**utile netto adjusted** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
3.878	Exploration & Production	5.600	6.866	1.266	22,6
2.916	Gas & Power	2.558	1.541	(1.017)	(39,8)
(197)	Refining & Marketing	(49)	(262)	(213)	..
(340)	Petrolchimica	(85)	(208)	(123)	..
892	Ingegneria & Costruzioni	994	1.098	104	10,5
(245)	Altre attività	(216)	(225)	(9)	(4,2)
(744)	Corporate e società finanziarie	(699)	(787)	(88)	(12,6)
(3)	Effetto eliminazione utili interni [a]	(169)	(111)	58	
6.157		**7.934**	**7.912**	**(22)**	**(0,3)**
	di competenza:				
950	interessenze di terzi	1.065	943	(122)	(11,5)
5.207	**azionisti Eni**	**6.869**	**6.969**	**100**	**1,5**

(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'**utile netto adjusted** di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.266 milioni di euro; +22,6%) che riflette il miglioramento del risultato operativo (+2.193 milioni di euro, pari al 15,8%) dovuto all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%). Tale andamento ha più che compensato la perdita di risultato operativo connessa alla ridotta attività in Libia dove, comunque, lo sforzo operato nella parte finale dell'anno per riavviare la produzione e le esportazioni di gas ha consentito di attenuare l'impatto della forza maggiore dichiarata durante la fase acuta della crisi e revocata il 20 dicembre 2011. L'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%) ha pesato per circa 490 milioni di euro;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+104 milioni di euro; +10,5%) dovuto al miglioramento del risultato operativo (+117 milioni di euro, pari all'8,8%) per effetto della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile netto adjusted registrata nei settori:

- **Gas & Power** (-1.017 milioni di euro; -39,8%) per effetto della flessione del risultato operativo adjusted di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%. Tale variazione è determinata dall'attività Mercato che ha chiuso l'esercizio con una perdita di 550 milioni di euro a fronte dell'utile di 733 milioni di euro nel 2010, penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita. Il risultato è stato penalizzato anche dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia il peggioramento del mix di acquisto sia minori vendite agli importatori, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio, nonché di condizioni climatiche particolarmente miti e dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei. Inoltre i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la

chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio delle rilevazioni contabili di tali benefici. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato attenuato dalle positive performance del Trasporto internazionale e dei Business regolati Italia;

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita netta adjusted (da -49 milioni di euro del 2010 a -262 milioni di euro del 2011) per effetto dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione con margini su valori non remunerativi, e del calo dei consumi di carburante a causa della debole congiuntura. Tali fenomeni sono stati solo in parte attenuati dalle azioni di recupero di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di lavorazione;
- **Petrolchimica** che ha registrato maggiori perdite nette adjusted (da -85 milioni di euro del 2010 a -208 milioni di euro del 2011) per effetto del peggioramento della performance operativa dovuto alla flessione dei margini unitari, in particolare del cracker a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti sui prezzi di vendita, e alla sensibile riduzione della domanda sul mercato dovuta all'attesa riduzione dei prezzi delle commodity petrolchimiche.

Nel 2011, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal rialzo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media +30%), con un aumento del prezzo di riferimento del Brent del 40% rispetto al 2010. I margini di raffinazione si sono attestati su livelli non remunerativi (2,06 dollari/barili il margine di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo; -22,6%) a causa degli elevati costi della materia non trasferiti nei prezzi finali dei prodotti. I margini Eni hanno sofferto anche della contrazione del differenziale di quotazione tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo con un impatto negativo sulle raffinerie Eni a elevata conversione. In aumento il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 37,7% rispetto ai valori depressi del 2010; tale incremento non ha comportato un miglioramento dei margini di commercializzazione dal gas Eni a causa della crescita del costo oil-linked dell'approvvigionato e della pressione competitiva. I risultati sono stati inoltre penalizzati dall'apprezzamento del cambio euro/dollaro (+4,9%).

2009		2010	2011	Var. %
61,51	Prezzo medio del greggio Brent dated [a]	79,47	111,27	40,0
1,393	Cambio medio EUR/USD [b]	1,327	1,392	4,9
44,16	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	59,89	79,94	33,5
3,13	Margini europei medi di raffinazione [c]	2,66	2,06	(22,6)
3,56	Margine di raffinazione Brent/Ural [c]	3,47	2,90	(16,4)
2,25	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,00	1,48	(26,0)
4,78	Prezzo gas NBP [d]	6,56	9,03	37,7
1,2	Euribor - euro a tre mesi	0,8	1,4	75,0
0,7	Libor - dollaro a tre mesi	0,3	0,3	

(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.
(d) In USD per milioni di btu.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
23.801	Exploration & Production	29.497	29.121	(376)	(1,3)
30.447	Gas & Power	29.576	34.731	5.155	17,4
31.769	Refining & Marketing	43.190	51.219	8.029	18,6
4.203	Petrolchimica	6.141	6.491	350	5,7
9.664	Ingegneria & Costruzioni	10.581	11.834	1.253	11,8
88	Altre attività	105	85	(20)	(19,0)
1.280	Corporate e società finanziarie	1.386	1.365	(21)	(1,5)
(66)	Effetto eliminazione utili interni	100	(54)	(154)	
(17.959)	Elisioni di consolidamento	(22.053)	(25.203)	(3.150)	
83.227		**98.523**	**109.589**	**11.066**	**11,2**

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2011 (109.589 milioni di euro) sono aumentati di 11.066 milioni di euro rispetto al 2010 (+11,2%) per effetto dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere.

I ricavi del settore Exploration & Production (29.121 milioni di euro) sono in lieve riduzione (-376 milioni di euro; -1,3%) per effetto della ridotta attività in Libia, attenuata dall'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (102,11 dollari/barile) è stato ridotto di 1,50 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati di copertura cash flow hedge relativi alla vendita nell'anno di 9 milioni di barili (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto adjusted del settore).

I ricavi del settore Gas & Power (34.731 milioni di euro) sono aumentati di 5.155 milioni di euro (+17,4%) per effetto della ripresa dei prezzi spot e oil-linked ai quali sono indicizzati i ricavi di vendita e della crescita delle vendite in Italia (+0,39 miliardi di metri cubi, +1,1%) e nei mercati target europei (+3,66 miliardi di metri cubi, +7,9%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (51.219 milioni di euro) sono aumentati di 8.029 milioni di euro (+18,6%) per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti, parzialmente compensati dal calo delle vendite (-1,78 milioni di tonnellate rispetto al 2010, pari al 3,8%).

I ricavi del settore Petrolchimica (6.491 milioni di euro) sono aumentati di 350 milioni di euro (+5,7%) per effetto dell'incremento dei prezzi in media del 20%, parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità vendute (-15% in particolare nel polietilene) penalizzate dalla debolezza della domanda.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (11.834 milioni di euro) sono aumentati di 1.253 milioni di euro (+11,8%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nei business Engineering & Construction Offshore e Onshore.

Costi operativi

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
58.351	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	69.135	79.191	10.056	14,5
250	*di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti*	*(246)*	*69*		
537	*- altri special item*	*1.291*	*275*		
4.181	Costo lavoro	4.785	4.749	(36)	(0,8)
134	*di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro*	*423*	*209*		
62.532		**73.920**	**83.940**	**10.020**	**13,6**

I **costi operativi** sostenuti nel 2011 (83.940 milioni di euro) sono aumentati di 10.020 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 13,6%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (79.191 milioni di euro) sono aumentati di 10.056 milioni di euro (+14,5%) per effetto principalmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di 344 milioni di euro relativi ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura (274 milioni di euro) e all'adeguamento del fondo rischi (69 milioni di euro) a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi-contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Nel 2010 gli special item di 1.291 milioni di euro furono relativi essenzialmente all'accantonamento per rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente (1.109 milioni di euro) e di altra natura. I proventi non ricorrenti di 246 milioni di euro erano connessi alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust del settore Gas & Power (270 milioni di euro), al netto della sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari, conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria, relativo al procedimento TSKJ.

Il **costo lavoro** (4.749 milioni di euro) è sostanzialmente in linea all'ammontare del 2010 (-0,8%). La crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (attenuata dall'effetto cambio) e l'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni) sono stati compensati dalla riduzione dell'occupazione media in Italia e dai minori costi per esodi agevolati registrati nell'anno. Infatti, l'esercizio 2010 includeva i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991.

Ammortamenti e svalutazioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
6.789	Exploration & Production	6.928	6.251	(677)	(9,8)
981	Gas & Power	963	955	(8)	(0,8)
408	Refining & Marketing	333	351	18	5,4
83	Petrolchimica	83	90	7	8,4
433	Ingegneria & Costruzioni	513	596	83	16,2
2	Altre attività	2	2		
83	Corporate e società finanziarie	79	75	(4)	(5,1)
(17)	Effetto eliminazione utili interni	(20)	(23)	(3)	
8.762	**Totale ammortamenti**	**8.881**	**8.297**	**(584)**	**(6,6)**
1.051	Svalutazioni	698	1.021	323	46,3
9.813		**9.579**	**9.318**	**(261)**	**(2,7)**

Gli **ammortamenti** (8.297 milioni di euro) sono diminuiti di 584 milioni di euro (-6,6%) rispetto al 2010, essenzialmente nel settore Exploration & Production (-677 milioni di euro, pari al -9,8%) a causa della ridotta attività in Libia e dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%). L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+83 milioni di euro; +16,2%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (1.021 milioni di euro) hanno riguardato impianti di raffinazione, il goodwill allocato alla cash generating unit Mercato europeo nel settore Gas & Power, proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production e linee di business marginali nella Petrolchimica.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
576	Exploration & Production	123	189	66	53,7
	Gas & Power	436	145	(291)	(66,7)
346	Refining & Marketing	76	488	412	..
121	Petrolchimica	52	160	108	..
2	Ingegneria & Costruzioni	3	35	32	..
6	Altre attività	8	4	(4)	(50,0)
1.051		**698**	**1.021**	**323**	**46,3**

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.120	Exploration & Production	13.866	15.887	2.021	14,6
3.687	Gas & Power	2.896	1.758	(1.138)	(39,3)
(102)	Refining & Marketing	149	(273)	(422)	..
(675)	Petrolchimica	(86)	(424)	(338)	..
881	Ingegneria & Costruzioni	1.302	1.422	120	9,2
(436)	Altre attività	(1.384)	(427)	957	69,1
(420)	Corporate e società finanziarie	(361)	(319)	42	11,6
	Effetto eliminazione utili interni	(271)	(189)	82	
12.055	**Utile operativo**	**16.111**	**17.435**	**1.324**	**8,2**

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
12.055	**Utile operativo**	**16.111**	**17.435**	**1.324**	**8,2**
(345)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(881)	(1.113)		
1.412	Esclusione special item	2.074	1.652		
	di cui:				
250	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*(246)*	*69*		
1.162	*- altri special item*	*2.320*	*1.583*		
13.122	**Utile operativo adjusted**	**17.304**	**17.974**	**670**	**3,9**
	Dettaglio per settore di attività:				
9.484	Exploration & Production	13.884	16.077	2.193	15,8
3.901	Gas & Power	3.119	1.946	(1.173)	(37,6)
(357)	Refining & Marketing	(171)	(535)	(364)	..
(426)	Petrolchimica	(113)	(276)	(163)	..
1.120	Ingegneria & Costruzioni	1.326	1.443	117	8,8
(258)	Altre attività	(205)	(226)	(21)	(10,2)
(342)	Corporate e società finanziarie	(265)	(266)	(1)	(0,4)
	Effetto eliminazione utili interni	(271)	(189)	82	
13.122		**17.304**	**17.974**	**670**	**3,9**

L'**utile operativo adjusted** che esclude l'utile di magazzino di 1.113 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti per un totale di 1.652 milioni di euro, ammonta a 17.974 milioni di euro con un incremento di 670 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 3,9% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+2.193 milioni di euro, pari al 15,8%) per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%) che ha più che compensato la perdita di risultato operativo in Libia. Il risultato è stato influenzato anche dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 490 milioni di euro);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+117 milioni di euro, pari all'8,8%) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività delle commesse.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nei settori:

- **Gas & Power**, con una riduzione di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%, rispetto al 2010. Il principale driver è stato la negativa performance dell'attività Mercato (-550 milioni di euro a fronte dell'utile di 733 milioni di euro del 2010) che riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio delle rilevazioni contabili di tali benefici, in un quadro di debolezza della domanda gas e di forte pressione competitiva. Il risultato è stato inoltre penalizzato dalla mancata disponibilità del gas libico. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla positiva performance operativa del Trasporto internazionale (+12%) e dei Business regolati Italia (+3,4%);
- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted (da -171 milioni di euro del 2010 a -535 milioni di euro del 2011) a causa della pesante flessione dei margini di raffinazione e della debolezza della domanda di prodotti penalizzata dal clima economico recessivo;
- **Petrolchimica** (-163 milioni di euro) a seguito della flessione dei margini unitari e del calo delle vendite penalizzate dal clima economico recessivo in particolare nell'ultima parte dell'esercizio.

Proventi (oneri) finanziari

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
(673)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	**(727)**	**(881)**	**(154)**
(753)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(766)	(922)	(156)
33	- Interessi attivi su depositi e c/c	18	22	4
47	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	21	19	(2)
(4)	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	**(131)**	**(112)**	**19**
40	- Contratti su valute	(111)	29	140
(52)	- Contratti su tassi di interesse	(39)	(141)	(102)
8	- Opzioni su titoli	19		(19)
(106)	**Differenze di cambio**	**92**	**(111)**	**(203)**
9	**Altri proventi (oneri) finanziari**	**(148)**	**(174)**	**(26)**
163	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa			
43	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	75	77	2
(218)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(251)	(247)	4
21	- Altri	28	(4)	(32)
(774)		**(914)**	**(1.278)**	**(364)**
223	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	187	149	(38)
(551)		**(727)**	**(1.129)**	**(402)**

Gli **oneri finanziari netti** di 1.129 milioni di euro registrano un incremento di 402 milioni di euro rispetto al 2010. Tale maggiore saldo negativo riflette la crescita degli oneri finanziari sul debito (-154 milioni di euro) dovuta all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio e del costo del debito in funzione dell'andamento degli spread e dei principali benchmark di mercato per i finanziamenti in euro (+0,6 punti percentuali l'Euribor), nonché alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (-102 milioni di euro) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39. La variazione delle differenze di cambio per -203 milioni di euro è stata in parte attenuata dai proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+140 milioni di euro, da un onere di 111 milioni di euro a un provento di 29 milioni di euro), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39.

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proveni netti su partecipazioni relativa al 2011 è illustrata nella tabella seguente:

2011 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	100	95	(46)	544
Dividendi	491	99	69			659
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	1.112	11	2	2	1.125
Altri proventi (oneri) netti	8	(3)	(163)		1	(157)
	616	**1.484**	**17**	**97**	**(43)**	**2.171**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 2.171 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 (544 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (659 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd; (iii) le plusvalenze da cessione di partecipazioni (1.125 milioni di euro) riferite essenzialmente al provento rilevato a fronte della cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia (1.044 milioni di euro) e delle attività di distribuzione del gas in Brasile (50 milioni di euro); (iv) la svalutazione di 157 milioni di euro dell'interest Eni in un'iniziativa di raffinazione dell'Europa dell'est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività.
L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
393	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	537	544	7
164	Dividendi	264	659	395
16	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	332	1.125	793
(4)	Altri proventi (oneri) netti	23	(157)	(180)
569		**1.156**	**2.171**	**1.015**

L'incremento di 1.015 milioni di euro rispetto al 2010 è dovuto alla rilevazione di plusvalenze da cessione di partecipazioni nonché ai maggiori risultati e dividendi delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production.

Imposte sul reddito

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
	Utile ante imposte			
2.403	Italia	1.582	1.391	(191)
9.670	Estero	14.958	17.086	2.128
12.073		**16.540**	**18.477**	**1.937**
	Imposte sul reddito			
1.190	Italia	841	998	157
5.566	Estero	8.316	9.676	1.360
6.756		**9.157**	**10.674**	**1.517**
	Tax rate (%)			
49,5	Italia	53,2	71,7	18,5
57,6	Estero	55,6	56,6	1,0
56,0		**55,4**	**57,8**	**2,4**

Le **imposte sul reddito** (10.674 milioni di euro) sono aumentate di 1.517 milioni di euro, pari al 16,7%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti essenzialmente dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.
Il tax rate reported è aumentato di 2,4 punti percentuali riflettendo: (i) la rilevazione di imposte differite passive di 573 milioni di euro dovute al cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compreso l'adeguamento del fondo imposte differite iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination; (ii) le maggiori imposte correnti (221 milioni di euro) rilevate dalle imprese italiane per effetto delle modifiche della normativa fiscale ex Legge n. 148 del settembre 2011 che ha incrementato di 4

punti percentuali al 10,5% la maggiorazione IRES in vigore sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (cd. Robin Tax), estendendone l'ambito di applicazione alle società di trasporto e distribuzione del gas naturale. Tali fattori incrementativi sono stati compensati dalla rilevazione della citata plusvalenza da cessione degli asset del trasporto internazionale del gas (1.044 milioni di euro) esclusa dall'imposizione e dai minori oneri non deducibili (in particolare le minori svalutazioni di goodwill).
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 56,2%, in aumento rispetto al 2010 (54,4% nel 2010) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (943 milioni di euro) riguarda essenzialmente Saipem SpA (552 milioni di euro) e Snam Rete Gas SpA (385 milioni di euro).

Risultati per settore di attività[1]

Exploration & Production

2009		(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.120	**Utile operativo**		**13.866**	**15.887**	**2.021**	**14,6**
364	Esclusione special item:		18	190		
618	*- svalutazioni di asset e altre attività*		*127*	*190*		
	- oneri ambientali		*30*			
(270)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*		*(241)*	*(63)*		
31	*- oneri per incentivazione all'esodo*		*97*	*44*		
(15)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*			*1*		
	- altro		*5*	*18*		
9.484	**Utile operativo adjusted**		**13.884**	**16.077**	**2.193**	**15,8**
(23)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]		(205)	(231)	(26)	
243	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]		274	624	350	
(5.826)	Imposte sul reddito [a]		(8.353)	(9.604)	(1.251)	
60,0	*Tax rate (%)*		*59,9*	*58,3*	*(1,6)*	
3.878	**Utile netto adjusted**		**5.600**	**6.866**	**1.266**	**22,6**
	I risultati includono:					
7.365	ammortamenti e svalutazioni di asset		7.051	6.440	(611)	(8,7)
	di cui:					
1.551	ammortamenti di ricerca eplorativa		1.199	1.165	(34)	(2,8)
1.264	*- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro*		*802*	*820*	*18*	*2,2*
287	*- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici*		*397*	*345*	*(52)*	*(13,1)*
	Prezzi medi di realizzo					
56,95	Petrolio [b]	($/barile)	72,76	102,11	29,35	40,3
198,64	Gas naturale	($/migliaia di metri cubi)	212,67	229,06	16,39	7,7
46,90	Idrocarburi	($/boe)	55,60	72,26	16,66	30,0

(a) Escludono gli special item.
(b) Include condensati.

Nel 2011 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 16.077 milioni di euro con aumento di 2.193 milioni di euro rispetto al 2010 (+15,8%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla perdita del risultato operativo in Libia e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 490 milioni di euro).
Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di 190 milioni di euro di oneri netti riguardano svalutazioni di proprietà oil&gas a causa di effetti scenario e revisioni negative delle riserve, oneri per incentivazione all'esodo nonché la componente valutativa relativa a derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine. I proventi special hanno riguardato plusvalenze da cessione di asset marginali. Tra gli special item non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di 552 milioni di euro del fondo imposte differite a fronte della revisione dell'aliquota fiscale di un Production Sharing Agreement (PSA).
Nel 2011 il **prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** è aumen-

(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".

tato in media del 30% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 40% nell'anno).
Il **prezzo medio di realizzo del petrolio Eni** è stato ridotto in media di 1,50 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 9 milioni di barili nell'esercizio che hanno chiuso la posizione aperta nel 2008 per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa correlati alla vendita di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe.

I **prezzi di realizzo del gas naturale** evidenziano una dinamica più contenuta (+7,7% nell'anno) per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule oil-linked e alla debolezza dei prezzi spot del gas in alcune aree (in particolare gli USA).

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza.

Petrolio	(milioni di barili)	2010	2011
Volumi venduti		357,1	297,4
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		28,5	9,0
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	($/barile)	**74,09**	**103,61**
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(1,33)	(1,50)
Prezzo medio di realizzo		**72,76**	**102,11**

Gas & Power

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
3.687	**Utile operativo**	**2.896**	**1.758**	**(1.138)**	**(39,3)**
326	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(117)	(166)		
(112)	Esclusione special item	340	354		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	(270)			
(112)	Altri special item	610	354		
19	*- oneri ambientali*	*25*	*10*		
27	*- svalutazioni*	*436*	*145*		
(6)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*4*	*(4)*		
115	*- accantonamenti a fondo rischi*	*78*	*77*		
25	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*75*	*40*		
(292)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*30*	*45*		
	- altro	*(38)*	*41*		
3.901	**Utile operativo adjusted**	**3.119**	**1.946**	**(1.173)**	**(37,6)**
1.721	*Mercato*	*733*	*(550)*	*(1.283)*	..
1.796	*Business regolati Italia*	*2.043*	*2.112*	*69*	*3,4*
384	*Trasporto internazionale*	*343*	*384*	*41*	*12,0*
(15)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	19	33	14	
332	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	406	407	1	
(1.302)	Imposte sul reddito [a]	(986)	(845)	141	
30,9	*Tax rate (%)*	*27,8*	*35,4*	*7,6*	
2.916	**Utile netto adjusted**	**2.558**	**1.541**	**(1.017)**	**(39,8)**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.946 milioni di euro con una marcata diminuzione di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%, rispetto al 2010 a causa della perdita registrata dal Mercato di -550 milioni di euro (a fronte dell'utile di 733 milioni di euro nel 2010), attenuata dalla tenuta del Trasporto internazionale e dei Business regolati Italia. Il risultato del Mercato riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendosi concluse dopo la chiusura dell'esercizio non hanno consentito la rilevazione dei relativi benefici economici. Inoltre il risultato non considera proventi su derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura dell'ammontare di 44 milioni di euro associabili a vendite di gas ed energia di competenza del periodo (parimenti il 2010 non considera proventi di 116 milioni di euro riferibili a vendite dell'anno). Gli IFRS in assenza di relazione formale di copertura non permettono il trattamento in hedge accounting di tali strumenti derivati, impedendo il rinvio dei proventi menzionati al reporting period di manifestazione delle vendite sottostanti. Per consentire agli investitori di comprendere tale fenomeno, il management ha elaborato una misura alternativa di performance, l'EBITDA pro-

forma adjusted la quale, in sostanza, simula gli effetti economici dell'hedge accounting correlando i proventi (oneri) degli strumenti derivati ai ricavi ai quali gli strumenti si riferiscono (v. sotto). Tale misura alternativa di performance, anche tenuto conto dell'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate, evidenzia una flessione del 78,2% della performance del Mercato rispetto al 2010 in linea con i trend fondamentali del business.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 354 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare (i) alla svalutazione dell'importo di 145 milioni di euro riferita principalmente al goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo. In sede di impairment review, il management ha ridimensionato le prospettive di redditività del business in considerazione del perdurare della pressione sui margini e delle ridotte opportunità di espansione delle vendite in un quadro congiunturale debole; (ii) agli oneri da valutazione a fair value degli strumenti derivati su commodity dell'attività Mercato, privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting (45 milioni di euro); (iii) ad accantonamenti per rischi (77 milioni di euro) e a oneri per incentivazione all'esodo (40 milioni di euro).

Mercato

L'attività Mercato ha registrato la **perdita operativa adjusted** di 550 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 733 milioni di euro del 2010 anche a causa della conclusione di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento dopo la chiusura dell'esercizio che ha rinviato la rilevazione contabile dei relativi benefici. La negativa performance del Mercato riflette il quadro congiunturale recessivo e l'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno causato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione e la perdita di volumi in particolare nel Belgio.

Inoltre la perdita di periodo è stata influenzata: (i) dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia un peggioramento del mix di approvvigionamento, sia minori vendite agli importatori; (ii) dallo scenario negativo dei parametri energetici e del cambio, e da condizioni climatiche atipiche; (iii) dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei.

Tali fattori negativi sono stati attenuati dai benefici conseguiti grazie alla finalizzazione di alcune rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento nonché dalle azioni di ottimizzazione del supply. Il risultato tiene inoltre conto di un provento di 53 milioni di euro relativo a derivati su commodity attivati per ottimizzare il margine economico.

Business regolati Italia

Nel 2011, l'**utile operativo adjusted** delle attività regolate in Italia di 2.112 milioni di euro è aumentato di 69 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 3,4%. La flessione del Trasporto (-25 milioni di euro rispetto al 2010) dovuta ai minori volumi trasportati è stata compensata dall'aumento dei risultati dell'attività Distribuzione (+62 milioni di euro) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti e dell'attività Stoccaggio (+32 milioni di euro rispetto al 2010) in relazione all'incremento dei volumi movimentati in giacimento.

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2011 di 384 milioni di euro è aumentato di 41 milioni di euro, pari al 12% rispetto al 2010 per effetto principalmente della circostanza che i risultati del 2010 furono penalizzati dall'interruzione del tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa a causa di un incidente occorso sulla linea.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
4.403	**EBITDA pro-forma adjusted**	**3.853**	**2.565**	**(1.288)**	**(33,4)**
2.392	Mercato	1.670	364	(1.306)	(78,2)
(133)	*di cui: +/(-) rettifica derivati commodity*	*116*	*44*		
1.345	Business regolati Italia	1.486	1.535	49	3,3
666	Trasporto internazionale	697	666	(31)	(4,4)

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 pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Per le attività regolate Italia, in considerazione dello status di società quotata della capogruppo Snam SpA, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,53% al 31 dicembre 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività 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 pro-forma 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

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(102)	**Utile operativo**	149	(273)	(422)	..
(792)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(659)	(907)		
537	Esclusione special item:	339	645		
72	*- oneri ambientali*	*169*	*34*		
389	*- svalutazioni*	*76*	*488*		
(2)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*(16)*	*10*		
17	*- accantonamenti a fondo rischi*	*2*	*8*		
22	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*113*	*81*		
39	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(10)*	*(3)*		
	- altro	*5*	*27*		
(357)	**Utile operativo adjusted**	(171)	(535)	(364)	..
75	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	92	99	7	
85	Imposte sul reddito [a]	30	174	144	
..	Tax rate (%)	..	..	..	
(197)	**Utile netto adjusted**	(49)	(262)	(213)	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha registrato un rilevante peggioramento della **perdita operativa adjusted** (da -171 milioni di euro nel 2010 a -535 milioni di euro nel 2011) dovuto al livello non remunerativo dei margini di raffinazione di scenario a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. Inoltre i margini realizzati da Eni hanno risentito del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti che ha ridotto il vantaggio della conversione. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di raffinazione e dalla riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive.
I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di carburanti per autotrazione e degli altri prodotti destinati all'industria in un quadro congiunturale recessivo e dall'elevata pressione competitiva.
Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted (oneri di 645 milioni di euro) riguardano principalmente la svalutazione degli impianti di raffinazione motivata dalle previsioni aziendali a medio termine che indicano il permanere di deboli fondamentali del settore e di margini non remunerativi con il conseguente ridimensionamento dei flussi di cassa futuri degli asset. Si segnalano inoltre oneri relativi alla svalutazione di una rete di distribuzione europea, oneri per incentivazione all'esodo e passività ambientali.
Tra gli special item della perdita netta si segnala la svalutazione di 157 milioni di euro della partecipazione in un'iniziativa di raffinazione nell'Europa dell'Est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività.

Petrolchimica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(675)	**Utile operativo**	(86)	(424)	(338)	..
121	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(105)	(40)	65	
128	Esclusione special item:	78	188		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		10		
128	Altri special item	78	178		
121	*- svalutazioni*	*52*	*160*		
10	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*26*	*17*		
(3)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*				
	- oneri ambientali		*1*		
(426)	**Utile operativo adjusted**	(113)	(276)	(163)	..
	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	1		(1)	
86	Imposte sul reddito [a]	27	68	41	..
(340)	**Utile netto adjusted**	(85)	(208)	(123)	

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha registrato un ampliamento della **perdita operativa adjusted** di 163 milioni di euro rispetto al 2010 (da -113 milioni di euro a -276 milioni di euro) dovuto alla flessione dei margini unitari delle commodity, in particolare del cracker, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti nei prezzi di vendita e al calo dei volumi penalizzati dalla debolezza della domanda.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 188 milioni di euro di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2011 il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 208 milioni di euro, con un peggioramento di 123 milioni di euro rispetto al 2010.

Ingegneria & Costruzioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
881	**Utile operativo**	**1.302**	**1.422**	**120**	**9,2**
239	Esclusione special item	24	21		
	di cui:				
250	Oneri (proventi) non ricorrenti	24			
(11)	Altri special item:		21		
2	*- svalutazioni*	*3*	*35*		
3	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*5*	*4*		
	- oneri per incentivazione all'esodo	*14*	*10*		
(16)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(22)*	*(28)*		
1.120	**Utile operativo adjusted**	**1.326**	**1.443**	**117**	**8,8**
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	33		(33)	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	10	95	85	
(277)	Imposte sul reddito [a]	(375)	(440)	(65)	
23,7	*Tax rate (%)*	*27,4*	*28,6*	*1,2*	
892	**Utile netto adjusted**	**994**	**1.098**	**104**	**10,5**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.443 milioni di euro con un aumento di 117 milioni di euro rispetto al 2010, pari all'8,8%, trainato dalla crescita dei ricavi e dalla maggiore redditività delle commesse, in particolare nel business Engineering & Construction Onshore, per la maggiore attività sviluppata in Medio Oriente, Canada e Australia e nelle Perforazioni mare, dove la piena attività delle navi di perforazione Saipem 10000 e 12000 e del jack-up Perro Negro 8, ha compensato l'impatto negativo delle fermate per manutenzione del mezzo Scarabeo 5.

Gli **special item** dell'utile operativo (21 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di equipment sul mezzo Scarabeo 8, agli oneri per incentivazione all'esodo, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity.

L'**utile netto adjusted** di 1.098 milioni di euro aumenta di 104 milioni di euro rispetto al 2010 per effetto dell'incremento dell'utile operativo.

Altre attività [a]

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(436)	**Utile operativo**	(1.384)	(427)	957	..
178	Esclusione special item	1.179	201		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		59		
178	Altri special item:	1.179	142		
207	- oneri ambientali	1.145	141		
5	*- svalutazioni*	8	4		
(2)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*		(7)		
(4)	*- accantonamenti a fondo rischi*	7	9		
8	*- oneri per incentivazione all'esodo*	10	8		
(36)	*- altro*	9	(13)		
(258)	**Utile operativo adjusted**	(205)	(226)	(21)	(10,2)
12	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	(9)	5	14	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]	(2)	(3)	(1)	
	Imposte sul reddito [b]		(1)		
(245)	**Utile netto adjusted**	(216)	(224)	(8)	(3,7)

(a) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.
(b) Escludono gli special item.

Corporate e società finanziarie [a]

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(420)	**Utile operativo**	(361)	(319)	42	11,6
78	Esclusione special item:	96	53		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)		
38	*- oneri per incentivazione all'esodo*	88	(6)		
	- accantonamenti a fondo rischi	8	9		
40	*- altro*		51		
(342)	**Utile operativo adjusted**	(265)	(266)	(1)	(0,4)
(525)	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	(530)	(932)	(402)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]		1	1	
123	Imposte sul reddito [b]	96	410	314	
(744)	**Utile netto adjusted**	(699)	(787)	(88)	(12,6)

(a) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.
(b) 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 statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). 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, 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. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.
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.

2011

(milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**15.887**	**1.758**	**(273)**	**(424)**	**1.422**	**(427)**	**(319)**	**(189)**	**17.435**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)					(1.113)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti				**10**		**59**			**69**
Altri special item	**190**	**354**	**645**	**178**	**21**	**142**	**53**		**1.583**
- oneri ambientali		10	34	1		141			186
- svalutazioni	190	145	488	160	35	4			1.022
- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(4)	10		4	(7)	(1)		(61)
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			9	(6)		88
- oneri per incentivazione all'esodo	44	40	81	17	10	8	9		209
- componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)				15
- altro	18	41	27			(13)	51		124
Special item dell'utile operativo	**190**	**354**	**645**	**188**	**21**	**201**	**53**		**1.652**
Utile operativo adjusted	**16.077**	**1.946**	**(535)**	**(276)**	**1.443**	**(226)**	**(266)**	**(189)**	**17.974**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(231)	33				5	(932)		(1.125)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	624	407	99		95	(3)	1		1.223
Imposte sul reddito [a]	(9.604)	(845)	174	68	(440)	(1)	410	78	(10.160)
Tax rate (%)	*58,3*	*35,4*	..		*28,6*				*56,2*
Utile netto adjusted	**6.866**	**1.541**	**(262)**	**(208)**	**1.098**	**(225)**	**(787)**	**(111)**	**7.912**
di competenza:									
- interessenze di terzi									943
- azionisti Eni									**6.969**
Utile netto di competenza azionisti Eni									**6.860**
Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]									(724)
Esclusione special item									833
- oneri (proventi) non ricorrenti									*69*
- altri special item									*764*
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									**6.969**

(a) Escludono gli special item.
(b) Di cui 65 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

2010 (milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**13.866**	**2.896**	**149**	**(86)**	**1.302**	**(1.384)**	**(361)**	**(271)**	**16.111**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		**(270)**			**24**				**(246)**
Altri special item	**18**	**610**	**339**	**78**		**1.179**	**96**		**2.320**
- oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
- svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
- oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
- altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	**18**	**340**	**339**	**78**	**24**	**1.179**	**96**		**2.074**
Utile operativo adjusted	**13.884**	**3.119**	**(171)**	**(113)**	**1.326**	**(205)**	**(265)**	**(271)**	**17.304**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito [a]	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	*59,9*	*27,8*	..		*27,4*				*54,4*
Utile netto adjusted	**5.600**	**2.558**	**(49)**	**(85)**	**994**	**(216)**	**(699)**	**(169)**	**7.934**
di competenza:									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									**6.869**
Utile netto di competenza azionisti Eni									**6.318**
Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]									(610)
Esclusione special item									1.161
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(246)*
- altri special item									*1.407*
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									**6.869**

(a) Escludono gli special item.
(b) Di cui 51 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

2009

(milioni di euro)	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**	**(436)**	**(420)**		**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)**	**178**	**78**		**1.162**
- oneri ambientali		19	72			207			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**	**178**	**78**		**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 competenza:									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									**5.207**
Utile netto di competenza azionisti Eni									**4.367**
Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									*250*
- altri special item									*781*
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									**5.207**

(a) Escludono gli special item.
(b) Di cui 48 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

Dettaglio degli special item

2009	(milioni di euro)	2010	2011
250	**Oneri (proventi) non ricorrenti**	**(246)**	**69**
	di cui:		
250	*stima onere della transazione TSKJ*		
	sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre autorità	*(246)*	*69*
1.162	**Altri special item**	**2.320**	**1.583**
1.162	- svalutazioni	702	1.022
298	- oneri ambientali	1.369	186
(277)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(248)	(61)
128	- accantonamenti a fondo rischi	95	88
134	- oneri per incentivazione all'esodo	423	209
(287)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(2)	15
4	- altro	(19)	124
1.412	**Special item dell'utile operativo**	**2.074**	**1.652**
	Oneri (proventi) finanziari netti	**35**	**4**
179	**Oneri (proventi) su partecipazioni**	**(324)**	**(883)**
	di cui:		
	- plusvalenze da cessione	*(332)*	*(1.122)*
	- di cui: asset del trasporto internazionale		*(1.044)*
	- svalutazioni	*28*	*191*
(560)	**Imposte sul reddito**	**(624)**	**60**
	di cui:		
72	svalutazione imposte anticipate E&P		
	adeguamento fiscalità differita su PSA		552
(219)	altri special item d'imposta	29	29
(413)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(653)	(521)
1.031	**Totale special item dell'utile netto**	**1.161**	**833**

Dettaglio delle svalutazioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
996	Svalutazione asset materiali/immateriali	268	893	625
56	Svalutazione goodwill	430	152	(278)
(1)	Rivalutazioni		(24)	
1.051	**Sub totale**	**698**	**1.021**	**323**
111	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	4	1	(3)
1.162	**Totale svalutazioni**	**702**	**1.022**	**320**

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory 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 mezzi 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 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	67.404	73.578	6.174
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.433	409
Attività immateriali	11.172	10.950	(222)
Partecipazioni	6.090	6.242	152
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.743	1.740	(3)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(970)	(1.576)	(606)
	87.463	**93.367**	**5.904**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.589	7.575	986
Crediti commerciali	17.221	17.709	488
Debiti commerciali	(13.111)	(13.436)	(325)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.684)	(3.503)	(819)
Fondi per rischi e oneri	(11.792)	(12.735)	(943)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.286)	281	1.567
	(5.063)	**(4.109)**	**954**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(1.032)**	**(1.039)**	**(7)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**479**	**206**	**(273)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**81.847**	**88.425**	**6.578**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.206	55.472	4.266
Interessenze di terzi	4.522	4.921	399
PATRIMONIO NETTO	**55.728**	**60.393**	**4.665**
Indebitamento finanziario netto	**26.119**	**28.032**	**1.913**
COPERTURE	**81.847**	**88.425**	**6.578**

(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 deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,294 al 31 dicembre 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, -3,1%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2011, un aumento del capitale investito netto di 1.232 milioni di euro, del patrimonio netto di 1.031 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 201 milioni di euro.
Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, riducendo il leverage del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 a 0,46 che si confronta con 0,47 al 31 dicembre 2010.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011 ammonta a 88.425 milioni di euro con un incremento di 6.578 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (93.367 milioni di euro) è aumentato di 5.904 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici dell'esercizio (13.438 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (9.318 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-4.109 milioni di euro) è aumentato di 954 milioni di euro per effetto:

- dell'incremento delle rimanenze (+986 milioni di euro) determinato dall'effetto della ripresa dei prezzi del petrolio, dei prodotti petroliferi e del gas nella valutazione al costo medio ponderato;
- dell'incremento delle Altre attività d'esercizio nette di 1.567 milioni di euro in relazione a: (i) minori debiti diversi che riflettono i

pagamenti eseguiti nell'anno ai fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay al netto degli utilizzi di gas prepagato (324 milioni di euro); (ii) la riduzione delle passività nette (352 milioni di euro) relative al fair value degli strumenti derivati cash flow hedge dovuta principalmente alla chiusura della transazione 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; (iii) la maggiore posizione netta verso partner nell'attività in joint venture del settore Exploration & Production (circa 400 milioni di euro);

- dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per effetto dello stanziamento delle imposte sul reddito dell'esercizio;
- dell'incremento del fondo per rischi e oneri a seguito principalmente dell'aggiornamento della passività relativa allo smantellamento e rimozione delle strutture e alla chiusura dei pozzi minerari all'atto dell'abbandono nel settore Exploration & Production.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (206 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset non strategici della Divisione Exploration & Production.

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 delle interessenze 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 38% prevista dalla normativa fiscale italiana. 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.

2011	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		**6.866**	**1.541**	**(262)**	**7.912**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	454
Utile netto adjusted unlevered		**6.866**	**1.541**	**(262)**	**8.366**
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		37.646	27.346	8.321	81.847
- a fine periodo		42.024	27.660	8.600	87.701
Capitale investito netto medio adjusted		**39.835**	**27.503**	**8.461**	**84.774**
ROACE adjusted (%)		**17,2**	**5,6**	**(3,1)**	**9,9**

2010	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		**5.600**	**2.558**	**(49)**	**7.934**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	337
Utile netto adjusted unlevered		**5.600**	**2.558**	**(49)**	**8.271**
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo		37.646	27.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio adjusted		**35.051**	**26.012**	**7.982**	**77.172**
ROACE adjusted (%)		**16,0**	**9,8**	**(0,6)**	**10,7**

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**

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 delle interessenze 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 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.783	29.597	1.814
Debiti finanziari a breve termine	*7.478*	*6.495*	*(983)*
Debiti finanziari a lungo termine	*20.305*	*23.102*	*2.797*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.500)	49
Titoli non strumentali all'attività operativa	(109)	(37)	72
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6)	(28)	(22)
Indebitamento finanziario netto	**26.119**	**28.032**	**1.913**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**55.728**	**60.393**	**4.665**
Leverage	**0,47**	**0,46**	**(0,01)**

L'**indebitamento finanziario netto** 2011 di 28.032 milioni di euro è aumentato di 1.913 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.
I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 29.597 milioni di euro, di cui 6.495 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 2.036 milioni di euro) e 23.102 milioni di euro a lungo termine.
Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,47 al 31 dicembre 2010).

Prospetto dell'utile complessivo

2009	(milioni di euro)	2010	2011
5.317	**Utile netto**	**7.383**	**7.803**
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
(869)	*Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro*	*2.169*	*1.031*
(481)	*Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge*	*443*	*352*
1	*Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita*	*(9)*	*(6)*
2	*Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*	*(10)*	*(13)*
202	*Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo*	*(175)*	*(128)*
(1.145)		**2.418**	**1.236**
4.172	**Totale utile complessivo**	**9.801**	**9.039**
	di competenza:		
3.245	**- azionisti Eni**	**8.699**	**8.097**
927	- interessenze di terzi	1.102	942

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010		**55.728**
Totale utile complessivo dell'esercizio	9.039	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)	
Attribuzione dei dividendi dalle altre società consolidate	(571)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Costo di competenza stock option	2	
Versamenti degli azionisti terzi	26	
Acquisto quote Altergaz SA e Tigaz Zrt	(126)	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	17	
Altre variazioni	(20)	
Totale variazioni		**4.665**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		**60.393**
di competenza:		
- azionisti Eni		**55.472**
- interessenze di terzi		4.921

Il **patrimonio netto** comprese le interessenze di terzi (60.393 milioni di euro) è aumentato di 4.665 milioni di euro. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (9.039 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 7.803 milioni di euro e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (3.695 milioni di euro, di cui 1.884 milioni di euro relativi all'acconto 2011) e dall'attribuzione dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam Rete Gas e altre minority (571 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato del periodo		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2010	2011	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.179**	**4.213**	**34.724**	**35.255**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.297	3.972	20.122	24.355
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(574)	(320)	4.732	4.400
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	389	(248)	(667)	(673)
- eliminazione di utili infragruppo	14	115	(4.601)	(4.291)
- imposte sul reddito differite e anticipate	100	71	1.410	1.337
- altre rettifiche	(22)		8	10
	7.383	**7.803**	**55.728**	**60.393**
Interessenza di terzi	(1.065)	(943)	(4.522)	(4.921)
Come da bilancio consolidato	**6.318**	**6.860**	**51.206**	**55.472**

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory 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/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze 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]

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
5.317	**Utile netto**	**7.383**	**7.803**	**420**
	Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
9.117	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.024	9.095	71
(226)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(552)	(1.170)	(618)
6.843	- dividendi, interessi e imposte	9.368	10.651	1.283
(1.195)	Variazione del capitale di esercizio	(1.720)	(2.176)	(456)
(8.720)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.809)	(9.821)	(1.012)
11.136	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	**14.694**	**14.382**	**(312)**
(13.695)	Investimenti tecnici	(13.870)	(13.438)	432
(2.323)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(410)	(360)	50
3.595	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.113	1.912	799
(295)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	228	627	399
(1.582)	**Free cash flow**	**1.755**	**3.123**	**1.368**
396	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa [b]	(26)	41	67
3.841	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.272	1.104	(1.168)
(2.956)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)	(228)
(30)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	39	10	(29)
(331)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**(59)**	**(49)**	**10**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
(1.582)	**Free cash flow**	**1.755**	**3.123**	**1.368**
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(33)		33
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(192)	(192)
(141)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(687)	(517)	170
(2.956)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)	(228)
(4.679)	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(3.064)**	**(1.913)**	**1.151**

(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) La voce include i flussi di cassa di certe attività finanziarie non strumentali all'attività operativa (titoli, depositi vincolati) 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. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
	Investimenti:			
(2)	- titoli	(50)	(21)	29
(36)	- crediti finanziari	(13)	(26)	(13)
(38)		**(63)**	**(47)**	**16**
	Disinvestimenti:			
123	- titoli	5	71	66
311	- crediti finanziari	32	17	(15)
434		**37**	**88**	**51**
369	**Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa**	**(26)**	**41**	**67**

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2011 è stato pari a 14.382 milioni di euro. I fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (13.438 milioni di euro), finanziari (360 milioni di euro) e al pagamento dei dividendi di 4.247 milioni di euro sono stati parzialmente assorbiti dal flusso di cassa netto da attività operativa e dagli incassi da dismissioni (1.912 milioni di euro), determinando un incremento di 1.913 milioni di euro dell'indebitamento finanziario netto del bilancio 2011 rispetto al bilancio 2010.
Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato del maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (€500 milioni, dato dal factoring del quarto trimestre 2011 di €1.779 milioni rispetto ai €1.279 milioni di crediti ceduti nel quarto trimestre 2010 con scadenza successiva al 31 dicembre 2010).

Investimenti tecnici

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.486	Exploration & Production	9.690	9.435	(255)	(2,6)
1.686	Gas & Power	1.685	1.721	36	2,1
635	Refining & Marketing	711	866	155	21,8
145	Petrolchimica	251	216	(35)	(13,9)
1.630	Ingegneria & Costruzioni	1.552	1.090	(462)	(29,8)
44	Altre attività	22	10	(12)	(54,5)
57	Corporate e società finanziarie	109	128	19	17,4
12	Effetto eliminazione utili interni	(150)	(28)	122	
13.695	**Investimenti tecnici**	**13.870**	**13.438**	**(432)**	**(3,1)**

Nel 2011, gli **investimenti tecnici** di 13.438 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (7.357 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Congo ed Egitto nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 754 milioni di euro principalmente in Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa (1.210 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Australia, Angola, Mozambico, Indonesia, Ghana, Egitto, Nigeria e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.090 milioni di euro) per l'upgrading della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (898 milioni di euro) e di distribuzione del gas (337 milioni di euro), lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (294 milioni di euro), nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (87 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (629 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 (228 milioni di euro).

Le **dismissioni** (1.912 milioni di euro) hanno riguardato principalmente le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia, le attività di distribuzione gas in Brasile e asset marginali del settore Exploration & Production.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (4.327 milioni di euro) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.695 milioni di euro, di cui 1.884 milioni di euro relativi all'acconto dividendo 2011) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas, Saipem e altre minority (552 milioni di euro), nonché l'acquisto di ulteriori quote delle controllate Altergaz SA e Tigaz Zrt per complessivi 126 milioni di euro.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31 dicembre 2010		31 dicembre 2011	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			67.404		73.578
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.024		2.433
Attività immateriali			11.172		10.950
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.090		6.242
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 18)		1.743		1.740
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(970)		(1.576)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9)	86		169	
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 20)	800		535	
- debiti relativi all'attività di investimento	(vedi nota 22)	(1.856)		(2.280)	
Totale Capitale immobilizzato			**87.463**		**93.367**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.589		7.575
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		17.221		17.709
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(13.111)		(13.436)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(2.684)		(3.503)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.515)		(2.092)	
- passività per altre imposte correnti		(1.659)		(1.896)	
- passività per imposte differite		(5.924)		(7.120)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 30)	(40)			
- attività per imposte sul reddito correnti		467		549	
- attività per altre imposte correnti		938		1.388	
- attività per imposte anticipate		4.864		5.514	
- altre attività per imposte	(vedi nota 20)	185		154	
Fondi per rischi e oneri			(11.792)		(12.735)
Altre attività (passività), composte da:			(1.286)		281
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	273		225	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	436		468	
- altri crediti	(vedi nota 9)	5.667		6.059	
- altre attività (correnti)		1.350		2.326	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 20)	2.370		3.536	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(7.608)		(7.196)	
- altre passività (correnti)		(1.620)		(2.237)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 30)	(2.154)		(2.900)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(5.063)**		**(4.109)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(1.032)**		**(1.039)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**479**		**206**
composte da:					
- attività destinate alla vendita		517		230	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(38)		(24)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**81.847**		**88.425**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			**55.728**		**60.393**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.783		29.597
- passività finanziarie a lungo termine		20.305		23.102	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		963		2.036	
- passività finanziarie a breve termine		6.515		4.459	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.549)		(1.500)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)		(109)		(37)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)		(6)		(28)
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			**26.119**		**28.032**
COPERTURE			**81.847**		**88.425**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 26 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

[milioni di euro]	2010		2011	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**7.383**		**7.803**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		9.024		9.095
- ammortamenti	8.881		8.297	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	698		1.021	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(537)		(544)	
- altre variazioni	(39)		331	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	21		(10)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(552)		(1.170)
Dividendi, interessi e imposte		9.368		10.651
- dividendi	(264)		(659)	
- interessi attivi	(96)		(101)	
- interessi passivi	571		737	
- imposte sul reddito	9.157		10.674	
Variazione del capitale di esercizio		(1.720)		(2.176)
- rimanenze	(1.150)		(1.422)	
- crediti commerciali	(1.918)		(369)	
- debiti commerciali	2.770		161	
- fondi per rischi e oneri	588		122	
- altre attività e passività	(2.010)		(668)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.809)		(9.821)
- dividendi incassati	799		997	
- interessi incassati	126		100	
- interessi pagati	(600)		(893)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.134)		(10.025)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**14.694**		**14.382**
Investimenti tecnici		(13.870)		(13.438)
- attività materiali	(12.308)		(11.658)	
- attività immateriali	(1.562)		(1.780)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(410)		(360)
- partecipazioni	(267)		(245)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(143)		(115)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		1.113		1.912
- attività materiali	272		154	
- attività immateriali	57		41	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	215		1.006	
- partecipazioni	569		711	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		228		627
- investimenti finanziari: titoli	(50)		(62)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(866)		(715)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	261		379	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	63		47	
- disinvestimenti finanziari: titoli	14		128	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	841		695	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	2		243	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(37)		(88)	
Free cash flow		**1.755**		**3.123**

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(milioni di euro)	2010		2011	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**1.755**		**3.123**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(26)		41
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(63)		(47)	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	37		88	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.272		1.104
- assunzione debiti finanziari non correnti	2.953		4.474	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.327)		(889)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	2.646		(2.481)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.099)		(4.327)
- apporti netti di capitale proprio da terzi			26	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)		(3.695)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(514)		(552)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(126)	
- cessione di azioni proprie			3	
- cessione di azioni proprie diverse dalla controllante	37		17	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		39		10
Flusso di cassa netto del periodo		**(59)**		**(49)**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Operazioni straordinarie

Nel 2011 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- acquisizione del ramo d'azienda "Annamaria" da Ligestra SpA, Gruppo Fintecna.
  L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 20 luglio 2011, con effetti economici decorrenti dal 1° maggio 2011;
- cessione del ramo d'azienda "Servizi Informatici Unbundled" a Snam Rete Gas SpA. L'atto di cessione è stato stipulato in data 31 ottobre 2011, con efficacia dal 1° novembre 2011.

Conto economico

2009	[milioni di euro]	2010	2011	Var. ass.	Var. %
32.542	Ricavi della gestione caratteristica	35.251	45.492	10.241	29,1
270	Altri ricavi e proventi	273	278	5	1,8
(30.293)	Costi operativi	(34.168)	(44.902)	(10.734)	(31,4)
	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	*270*			
(163)	Altri proventi e oneri operativi	4	115	111	..
(1.053)	Ammortamenti e svalutazioni	(923)	(1.277)	(354)	(38,4)
1.303	**Utile (perdita) operativa**	**437**	**(294)**	**(731)**	..
(345)	Proventi (oneri) finanziari netti	(122)	(256)	(134)	..
4.753	Proventi netti su partecipazioni	5.943	4.789	(1.154)	19,4
(250)	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*(24)*			
5.711	**Utile prima delle imposte**	**6.258**	**4.239**	**(2.019)**	**(32,3)**
(650)	Imposte sul reddito	(79)	(26)	53	67,1
5.061	**Utile netto**	**6.179**	**4.213**	**(1.966)**	**(31,8)**

Utile netto

Nel 2011 l'**utile netto** di 4.213 milioni di euro è diminuito di 1.966 milioni di euro, pari al 31,8%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi ai minori dividendi percepiti, parzialmente compensati da minori oneri su partecipazioni; (ii) della flessione del risultato operativo essenzialmente dovuto alla Divisione Gas & Power e alla Divisione Refining & Marketing; (iii) dei maggiori oneri finanziari netti.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
2.644	Divisione Exploration & Production	2.712	3.490	778	28,7
18.209	Divisione Gas & Power	16.781	21.996	5.215	31,1
14.014	Divisione Refining & Marketing	18.194	23.364	5.170	28,4
813	Corporate	853	939	86	10,1
(3.138)	Elisioni	(3.289)	(4.297)	(1.008)	
32.542		**35.251**	**45.492**	**10.241**	**29,1**

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (3.490 milioni di euro) sono aumentati di 778 milioni di euro, pari al 28,7%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (34,2%) e dell'aumento del prezzo di vendita del gas naturale (27,9%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 2,2%, equivalente a 1,1 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri e nell'off-shore adriatico; (iii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (21.996 milioni di euro) sono aumentati di 5.215 milioni di euro, pari al 31,1%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite di gas e dell'incremento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi per le vendite "oil linked".

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (23.364 milioni di euro) sono aumentati di 5.170 milioni di euro, pari al 28,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi; (ii) della nuova modalità di approvvigionamento greggi di Eni Deutschland GmbH, in precedenza approvvigionata da Eni Trading & Shipping SpA, ora gestita dalla Divisione Refining & Marketing. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei volumi di vendita dei prodotti e dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Utile operativo

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
767	Divisione Exploration & Production	818	1.579	761	93,0
1.028	Divisione Gas & Power	222	(1.000)	(1.222)	..
74	Divisione Refining & Marketing	(35)	(355)	(320)	..
(496)	Corporate	(544)	(465)	79	14,5
(70)	Effetto eliminazione utili interni [a]	(24)	(53)	(29)	
1.303	**Utile (perdita) operativa**	**437**	**(294)**	**(731)**	
(530)	Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]	(684)	(930)		
773	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(247)**	**(1.224)**	**(977)**	

(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

L'**utile operativo** della Divisione Exploration & Production (1.579 milioni di euro) è aumentato di 761 milioni di euro, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (34,2%) e del gas naturale (27,9%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti; (iii) della diminuzione degli ammortamenti e svalutazioni; (iv) dell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi alle consociate; (v) della diminuzione del costo lavoro. Tali aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei costi di esercizio; (ii) dall'aumento degli oneri realizzati su strumenti finanziari derivati su commodity, dovuti ai regolamenti nell'anno.

Divisione Gas & Power

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
1.028	**Utile (perdita) operativa**	222	(1.000)	(1.222)	..
226	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(95)	(144)		
1.254	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	127	(1.144)	(1.271)	..
	di cui oneri (proventi) non ricorrenti	(270)			

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Gas & Power (1.144 milioni di euro) è dovuta essenzialmente: (i) allo scenario energetico economico sfavorevole; (ii) alla pressione competitiva che ha compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio della rilevazione contabile dei benefici all'anno successivo.

Divisione Refining & Marketing

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
74	**Utile (perdita) operativa**	(35)	(355)	(320)	..
(906)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(610)	(852)		
(832)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	(645)	(1.207)	(562)	..

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (1.207 milioni di euro) è aumentata di 562 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle svalutazioni di impianti di raffinazione; (ii) del peggioramento dello scenario di raffinazione; (iii) dei costi per le fermate su impianti di raffinazione; (iv) del peggioramento del risultato dei business extrarete, in particolare relativi ai settori GPL e lubrificanti. Tali effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dalle migliori performance legate a iniziative di efficienza e ottimizzazione dei cicli di raffinazione; (ii) dai minori accantonamenti netti per oneri ambientali; (iii) dai minori costi per compenso di lavorazione della raffineria di Gela, che nel 2010 hanno risentito degli accantonamenti ambientali rilevati dalla Società.

Corporate

La **perdita operativa** di Corporate (465 milioni di euro) è diminuita di 79 milioni di euro, pari al 14,5%, essenzialmente a seguito: (i) dei minori accantonamenti netti per oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA; (ii) dei minori oneri di incentivazione all'esodo e mobilità lunga.

Imposte sul reddito

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
	Imposte correnti			
(507)	IRES	(70)	(84)	(14)
(110)	IRAP	(54)	(49)	5
(238)	Addizionale Legge n. 133/08	(240)	(170)	70
(855)		(364)	(303)	61
47	Imposta sostitutiva Legge n. 133/08	1		(1)
104	Imposte differite	22	19	(3)
54	Imposte anticipate	262	258	(4)
158		284	277	(7)
(650)		(79)	(26)	53

Le **imposte sul reddito** di 26 milioni di euro diminuiscono di 53 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del minor risultato operativo (179 milioni di euro) che tiene conto della circostanza che nell'esercizio 2010 il risultato operativo ha beneficiato dell'utilizzo per esuberanza di un fondo a fronte di contestazioni per abuso di posizione dominante a fronte del quale non erano state stanziate imposte differite attive; (ii) del minor importo dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 di competenza dell'esercizio (80 milioni di euro); (iii) del minor risultato della gestione finanziaria netta (56 milioni di euro); (iv) del risparmio in termini di minor IRES per effetto dell'agevolazione introdotta dall'art. 1, Decreto Legge n. 201/2011 (29 milioni di euro); (v) dell'adeguamento della fiscalità anticipata e differita per tener conto dell'incremento di quattro punti percentuali dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112 disposto dal De-

creto Legge 13 agosto 2011, n. 138 (20 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dal minor provento conseguente alla contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (290 milioni di euro).
Il rigiro di imposte differite di 19 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) alla quota di ammortamento dei cespiti relativa alla capitalizzazione del fondo di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari (14 milioni di euro); (ii) all'incasso di interessi di mora attivi la cui tassazione era stata rinviata da precedenti esercizi al netto dello stanziamento degli interessi di mora di competenza dell'esercizio (10 milioni di euro).
Lo stanziamento di imposte anticipate di 258 milioni di euro è essenzialmente dovuto: (i) allo stanziamento di imposte anticipate relative agli ammortamenti effettuati in eccesso rispetto ai limiti di deducibilità fiscale e alle svalutazioni di cespiti al netto dei relativi rigiri (175 milioni di euro); (ii) all'adeguamento delle imposte differite dovuto all'incremento di aliquota disposto dal Decreto Legge 13 agosto 2011, n. 138 (28 milioni di euro); (iii) allo stanziamento di imposte anticipate relative alle differenze passive di cambio non realizzate al netto dei relativi rigiri (22 milioni di euro); (iv) alla rettifica dello stanziamento di imposte anticipate effettuato nel precedente esercizio (13 milioni di euro).
La differenza tra il tax rate effettivo (0,60%) e teorico (38,70%), pari al 38,10%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 48,18%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tale effetto è essenzialmente compensato: (i) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 4,00%); (ii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (5,68%) e da altri fenomeni di minore importo.

Stato patrimoniale riclassificato[1]

(milioni di euro)	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.161	6.402	241
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.957	2.441	484
Attività immateriali	994	1.037	43
Partecipazioni	31.924	31.772	(152)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	12.284	12.226	(58)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(143)	(342)	(199)
	53.177	**53.536**	**359**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.906	2.324	418
Crediti commerciali	8.249	10.924	2.675
Debiti commerciali	(5.092)	(7.607)	(2.515)
Debiti tributari e fondo imposte netto	1.537	1.716	179
Fondi per rischi e oneri	(3.574)	(2.776)	798
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.477)	(630)	847
	1.549	**3.951**	**2.402**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(306)**	**(285)**	**21**
Attività destinate alla vendita	**6**		**(6)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**54.426**	**57.202**	**2.776**
Patrimonio netto	**34.724**	**35.255**	**531**
Indebitamento finanziario netto	**19.702**	**21.947**	**2.245**
COPERTURE	**54.426**	**57.202**	**2.776**

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (53.536 milioni di euro) è aumentato di 359 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto dell'incremento delle scorte d'obbligo (484 milioni di euro) essenzialmente determinato dall'effetto dell'incremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi nella valutazione al costo medio ponderato; dell'aumento degli immobili, impianti e macchinari (241 milioni di euro) essenzialmente per maggiori investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) da una diminuzione del valore delle partecipazioni (152 milioni di euro); (ii) da un incremento dei de-

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

biti netti relativi all'attività di investimento (199 milioni di euro) relativo essenzialmente alla riduzione del credito per attività di disinvestimento verso Snam Rete Gas SpA in relazione a partite connesse alla cessione dell'Italgas e della Stogit.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (3.951 milioni di euro) è aumentato di 2.402 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'utilizzo del fondo copertura perdita di imprese partecipate di 805 milioni di euro relativo alla Syndial SpA; (ii) dell'aumento dei "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay" (clausola di take-or-pay all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzato come credito in natura sulla base delle formule di prezzo previste contrattualmente e allineato al valore netto di realizzo in parte compensato dagli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per effetto della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti attivi di lungo termine (circa 612 milioni di euro); (iii) dell'incremento del fair value attivo netto degli strumenti finanziari derivati (494 milioni di euro); (iv) dell'aumento delle rimanenze di 418 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi; (v) dell'incremento di 160 milioni di euro del saldo crediti/debiti commerciali in funzione dell'incremento dei prezzi.

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** si riducono di 6 milioni di euro per effetto della cessione in particolare di depositi avio della Divisione Refining & Marketing.

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2010		**34.724**
Incremento per:		
Utile netto	4.213	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	13	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	3	
Operazioni straordinarie under common control	3	
Costo di competenza delle stock option assegnate	1	
		4.233
Decremento per:		
Disitribuzione saldo dividendo 2010	(1.811)	
Acconto sul dividendo 2011	(1.884)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
		(3.702)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2011		**35.255**

Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.725	28.914	4.189
Debiti finanziari a breve termine	*6.387*	*7.898*	*1.511*
Debiti finanziari a lungo termine	*18.338*	*21.016*	*2.678*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(427)	(354)	73
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.596)	(6.613)	(2.017)
Indebitamento finanziario netto	**19.702**	**21.947**	**2.245**

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 2.245 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (1.588 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione (1.884 milioni di euro); (iv) agli investimenti relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali (1.477 milioni di euro). Tali fattori sono stati in parte compensati dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (4.482 milioni di euro). Il flusso di cassa netto dell'attività di esercizio ha beneficiato del maggior volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (371 milioni di euro) ed è stato in parte penalizzato dal pagamento di debiti verso fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti (177 milioni di euro).

Rendiconto finanziario riclassificato [2]

(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
Utile netto	**6.179**	**4.213**	**(1.966)**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.894	2.232	(662)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(194)	(53)	141
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(7.390)	(5.322)	2.068
Variazione del capitale di esercizio	(2.721)	(993)	1.728
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	7.085	4.405	(2.680)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**5.853**	**4.482**	**(1.371)**
Investimenti tecnici	(1.220)	(1.477)	(257)
Investimenti in partecipazioni	(2.987)	(1.588)	1.399
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	(1.447)	97	1.544
Dismissioni	136	68	(68)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(185)	158	343
Free cash flow	**150**	**1.740**	**1.590**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	556	(2.012)	(2.568)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.920	3.891	971
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.622)	(3.692)	(70)
Differenze cambio sulle disponibilità	(5)		5
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(1)**	**(73)**	**(72)**
Free cash flow	**150**	**1.740**	**1.590**
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.622)	(3.692)	(70)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(202)	(290)	(88)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(3.674)**	**(2.242)**	**1.432**

Investimenti tecnici

(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Divisione Exploration & Production	601	623	22	3,7
di cui ricerca esplorativa	55	60	5	9,1
Divisione Gas & Power	33	40	7	21,2
Divisione Refining & Marketing	533	747	214	40,2
Corporate	53	67	14	26,4
Investimenti tecnici	**1.220**	**1.477**	**257**	**21,1**

(2) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	31 dicembre 2010 Valori da schema legale	31 dicembre 2010 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2011 Valori da schema legale	31 dicembre 2011 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.161		6.402
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.957		2.441
Attività immateriali			994		1.037
Partecipazioni			31.924		31.772
Attività destinate alla vendita			6		
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			12.284		12.226
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 7)	1.494		1.814	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	10.790		10.412	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(143)		(342)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 18)	217		52	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(360)		(394)	
Totale capitale immobilizzato			**53.183**		**53.536**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.906		2.324
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		8.249		10.924
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(5.092)		(7.607)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.537		1.716
- passività per imposte sul reddito correnti		(75)			
- passività per altre imposte correnti		(1.086)		(1.213)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		244		316	
- attività per altre imposte correnti		224		413	
- attività per imposte anticipate		2.046		2.315	
- altre attività non correnti		64		67	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	190		97	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 22)	(70)		(279)	
Fondi per rischi e oneri			(3.574)		(2.776)
Altre attività (passività), composte da:			(1.477)		(630)
- altri crediti	(vedi nota 7)	287		392	
- altre attività (correnti)		706		1.396	
- altre attività non correnti	(vedi nota 18)	1.903		2.880	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(1.059)		(1.564)	
- altre passività (correnti)		(980)		(1.321)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(2.334)		(2.413)	
Totale capitale di esercizio netto			**1.549**		**3.951**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(306)**		**(285)**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**54.426**		**57.202**
Patrimonio netto			**34.724**		**35.255**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		18.338		21.016	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		558		2.024	
- passività finanziarie a breve termine		5.829		5.874	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		427		354	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	4.591		6.613	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	5			
Totale indebitamento finanziario netto			**19.702**		**21.947**
COPERTURE			**54.426**		**57.202**

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2010		2011	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**6.179**		**4.213**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		2.894		2.232
- ammortamenti	827		803	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	96		474	
- effetto valutazione partecipazioni valutate al costo	1.992		930	
- altre variazioni	(21)		46	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti			(21)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(194)		(53)
Dividendi, interessi e imposte		(7.390)		(5.322)
- dividendi	(7.783)		(5.688)	
- interessi attivi	(290)		(431)	
- interessi passivi	604		771	
- imposte sul reddito	79		26	
Variazione del capitale di esercizio		(2.721)		(993)
- rimanenze	(956)		(902)	
- crediti commerciali	(1.246)		(2.665)	
- debiti commerciali	723		2.470	
- fondi per rischi e oneri	(157)		(12)	
- altre attività e passività	(1.085)		116	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		7.085		4.405
- dividendi incassati	7.782		5.688	
- interessi incassati	321		369	
- interessi pagati	(596)		(747)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta acquistati	(422)		(905)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**5.853**		**4.482**
Investimenti tecnici		(1.220)		(1.477)
- attività materiali	(1.059)		(1.304)	
- attività immateriali	(161)		(173)	
Investimenti in partecipazioni		(2.987)		(1.588)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		(1.447)		97
- crediti finanziari strumentali	(1.433)		120	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(14)		(23)	
Dismissioni		136		68
- attività materiali	29		17	
- attività immateriali				
- partecipazioni	107		51	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(185)		158
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(185)		158	
Free cash flow		**150**		**1.740**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		556		(2.012)
- investimenti (disinvenstimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	556		(2.012)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		2.920		3.891
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	252		3.862	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	2.668		29	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.622)		(3.692)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)		(3.695)	
- cessione di azioni proprie			3	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(5)		
Flusso di cassa netto del periodo		**(1)**		**(73)**

Fattori di rischio e 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 di 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 di 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 politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

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 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 Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su 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 trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cd. hedging anticipato);
b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
d) trading proprietario. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. 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 a 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, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

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 di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di Asset Backed Trading originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state 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 individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati 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 moneta funzionale diversa dall'euro. 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 transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; 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, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti 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 sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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% e 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 finanziari 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 sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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% e 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 (future) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici 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% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2011 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni, intervallo di confidenza: 99%)

	2010				2011			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse [a]	2,82	1,09	1,55	1,60	5,34	1,07	2,65	2,92
Tasso di cambio	0,99	0,13	0,50	0,51	0,85	0,15	0,44	0,34

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse comprendono anche la nuova Struttura di Finanza Operativa Eni Finance USA Inc., a partire da febbraio 2010.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2010				2011			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti [a]	46,08	4,40	23,53	10,49	56,92	11,64	32,90	11,64
Area Gas & Power [b]	101,62	40,06	61,76	43,30	100,04	31,58	57,54	66,08

(a) L'area oil, prodotti, consiste nel sistema Eni Trading & Shipping, in Polimeri Europa e nella Divisione Refining & Marketing, incluse le sue consociate estere.
(b) Comprende la Divisione Gas & Power e le sue consociate estere.

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. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, 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. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, 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, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa 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.

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 a 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, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. Nel febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo 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 11.897 milioni di euro, di cui 2.551 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 3.201 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 Euro Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,5 miliardi di euro già collocati al 31 dicembre 2011. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A2 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook negativo.

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)	2012	2013	2014	2015	2016	Anni successivi	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	24.875
Passività finanziarie a breve termine	4.459						4.459
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	2.417
	7.883	**3.313**	**5.150**	**3.023**	**2.892**	**9.490**	**31.751**
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.595	4.890
Garanzie finanziarie	576						576

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2012	2013-2016	Anni successivi	Totale
Debiti commerciali	13.436			13.436
Altri debiti e anticipi	9.476	32	38	9.546
	22.912	**32**	**38**	**22.982**

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 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 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)	2012	2013	2014	2015	2016	Anni successivi	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [1]	839	534	440	250	161	255	2.479
Costi di abbandono e ripristino siti [2]	98	179	305	95	165	13.287	14.129
Costi relativi a fondi ambientali [3]	269	306	251	221	81	798	1.926
Impegni di acquisto [4]	21.401	21.034	20.943	20.131	17.743	191.118	292.370
- Gas							
Take-or-pay	19.972	19.688	19.656	18.932	16.587	182.112	276.947
Ship-or-pay	1.034	988	919	898	847	5.816	10.502
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	170	165	176	172	161	1.079	1.923
- Altri impegni di acquisto [5]	225	193	192	129	148	2.111	2.998
Altri impegni	4	4	4	3	3	124	142
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	3	3	124	142
	22.611	22.057	21.943	20.700	18.153	205.582	311.046

[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] I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (1.109 milioni di euro).
[4] Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
[5] Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.750 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di 59,6 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.

Gli ammontari indicati comprendono gli impegni per i progetti di investimenti ambientali presentati nella proposta di transazione con il MATTM (600 milioni di euro).

Impegni per investimenti

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	2016 e anni successivi	Totale
Impegni per major projects	6.103	6.275	5.013	3.309	12.286	32.986
Impegni per altri investimenti	7.411	5.446	3.498	2.709	3.073	22.137
	13.514	11.721	8.511	6.018	15.359	55.123

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 avere un grado minore di stabilità politica, sociale ed economica.
Al 31 dicembre 2011 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 2011 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 come testimoniano i recenti avvenimenti in Africa Settentrionale, dove Eni è stata costretta allo shut-down temporaneo della quasi totalità delle produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di importazione GreenStream (v. paragrafo successivo). 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 avere 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 e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. 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. Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente hanno attraversato nel corso del 2011 una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2011.

Lo scenario geopolitico ha avuto un'evoluzione imprevedibile in Libia, dove la crisi è sfociata in una Rivoluzione interna. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. A causa del conflitto interno, la maggior parte delle attività produttive Eni nel Paese e le esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese per un periodo di circa 8 mesi, con la sola eccezione di alcune produzioni destinate ad alimentare le centrali di energia elettrica del Paese per finalità umanitarie. Nell'aprile 2011 Eni ha dichiarato alla controparte libica l'impossibilità di adempiere ai contratti petroliferi a causa degli eventi di forza maggiore (revocata il 20 dicembre 2011). Il blocco temporaneo delle attività in Libia ha avuto un impatto rilevante sui risultati operativi e finanziari della Divisione Exploration & Production per il 2011. Il management stima che la forza maggiore ha causato la perdita di circa 200 mila boe/giorno. Questo fattore negativo è stato mitigato dallo sforzo straordinario attuato da Eni nell'ultima parte dell'anno per riavviare in tempi record le installazioni produttive e le esportazioni di gas facendo leva sulla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC, in un quadro di progressiva normalizzazione del clima politico e sociale interno. In questo momento il livello produttivo Eni nel Paese è di circa 240 mila boe/giorno; per il 2012 il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau ante crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre, rispetto ai 110 mila boe/giorno del 2011 e i 273 mila boe/giorno del 2010.

La mancata disponibilità del gas libico esportato in Italia attraverso il gasdotto GreeenStream ha avuto notevoli ripercussioni anche sui risultati economici della Divisione Gas & Power a causa del peggiorato mix di approvvigionamento e delle minori vendite agli shipper.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i 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. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/11 che modifica ulteriormente il D.Lgs. 231/01, estendendo la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Per la tutela dell'ambiente, le norme 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, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici ad essi correlati, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici costituiscono un requisito imprescindibile per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici si è sempre più evoluta e integrata negli ultimi anni con l'emissione del Regolamento (CE) n. 1907/2006 conosciuto come REACH (Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e del Regolamento CE n. 1272/2008 conosciuto come CLP (Classification Labeling and Packaging). Tali regolamenti, le cui ultime scadenze per l'applicazione sono fissate al 2018, hanno introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni ed in particolare nel rapporto con le attività produttive, con i clienti, i fornitori ed i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo che penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, 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 ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un elevato rischio HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali (emanate ad aprile 2011) e declinate nella nuova Management System Guideline HSE (MSG). Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La nuova MSG è uno strumento unico e condiviso che descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni.

La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi, al controllo della gestione HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo.

Il 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. Esso si attua attraverso l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Progressivamente Eni sta andando a copertura di tutti i

siti operativi con l'acquisizione delle certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001. È previsto il completamento del piano di certificazione OHSAS 18001 per i siti a significativo rischio HSE entro il 2013. Il sistema di controllo dei rischi HSE è basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la nuova MSG, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- verifiche di acquisizione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit specifici per tematiche mirate (es. audit a seguito di segnalazioni, eventi, infortuni o incidenti).

L'attività di codificazione 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.

I grandi incidenti industriali avvenuti negli ultimi anni hanno indotto Eni a dare maggiore enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche. 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 predispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni da 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 le Divisioni e Società coinvolte 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.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente, sia onshore che offshore. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento.

In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: 1 miliardo di dollari per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; 500 milioni di dollari nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso nel 2010 nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi.

Negli USA, il sistema di regolamentazione e controllo per le operazioni nel Golfo del Messico è stato reso più rigoroso. Tali eventi hanno avuto come conseguenza un allungamento dei tempi per l'ottenimento dei permessi necessari a svolgere qualsiasi operazione nel Golfo. Eni nel corso del 2011 non ha tuttavia subito impatti significativi sui costi e sulla produzione dell'anno. Dopo la revoca della moratoria imposta dal governo USA nel corso del 2010, nei primi mesi del 2011 sono riprese le operazioni autorizzate e temporaneamente sospese e le attività pianificate per il 2011 sono state completate nei tempi previsti.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 29 giugno 2010 n. 128 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. n. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Il 25 marzo 2012 si è verificata una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso una piattaforma produttiva del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Eni ritiene che tale compagnia abbia avviato tutte le misure necessarie per gestire l'incidente. Eni continua a monitorare la situazione per valutare possibili passività che potrebbero derivare dall'accaduto.

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive a breve/medio termine del settore gas in Europa e in Italia sono sfavorevoli a causa delle incertezze che gravano sulla ripresa della domanda e dell'elevata pressione competitiva alimentata dal perdurare dell'eccesso d'offerta. Nel 2011 la domanda gas in Europa si è contratta del 10% (-6% in Italia) per effetto della recessione economica, dell'espansione delle fonti rinnovabili, della maggiore competitività del carbone nella produzione termoelettrica e di un inverno climaticamente mite. Il calo della domanda, l'oversupply e la crescente liquidità presso gli hub continentali sono i principali driver che spiegano il ridimensionamento considerevole degli economics del settore.

Le ridotte opportunità di vendita hanno spinto gli operatori, in particolare quelli esposti ai contratti di approvvigionamento con clausola di tipo take-or-pay, a competere in maniera aggressiva sul pricing. I grandi clienti hanno adottato politiche di acquisto opportunistiche volte a trarre vantaggio dalle disponibilità di gas spot. Tali driver hanno determinato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione del gas a causa del fenomeno di "decoupling" tra l'andamento rialzista del costo dell'approvvigionamento indicizzato al prezzo del petrolio e dei suoi derivati nelle formule dei contratti di approvvigionamento long-term, e la debole dinamica dei

prezzi di vendita spot presso gli hub continentali, divenuti il riferimento prevalente nelle contrattazioni bilaterali di fornitura.
Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il permanere dell'oversupply e la forte pressione competitiva costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. Fattore di rischio successivo). Le prospettive di breve termine appaiono particolarmente sfavorevoli in Italia a causa della fragilità del quadro congiunturale, dei rischi di spiazzamento del gas nella produzione termoelettrica da parte delle fonti rinnovabili e del carbone che beneficia della riduzione dei costi dei permessi di emissione, nonché degli impatti delle recenti misure di liberalizzazione varate dal Governo italiano con aspettative di interventi sulle condizioni economiche di fornitura al settore residenziale (v. paragrafo sui rischi connessi alla regolamentazione). Inoltre il management prevede che il livello dei prezzi ai grandi clienti in Italia tenderà a convergere in maniera sempre più accentuata verso il livello dei prezzi agli hub continentali. Tali driver eserciteranno una forte pressione sui margini unitari. Per preservare la redditività del business gas nell'attuale fase depressa del settore, il management Eni è impegnato nella rinegoziazione con i fornitori dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, in particolare le condizioni di pricing e la flessibilità, in forza del diritto contrattuale di ristabilire l'equilibrio economico tra le parti venuto meno a causa delle mutate condizioni del mercato, dal secondo semestre 2009. Nel corso del 2011 il management ha finalizzato importanti rinegoziazioni come quella con Sonatrach, ottenendo un beneficio economico e una maggiore flessibilità operativa a vantaggio dei programmi commerciali di Eni. Nel marzo 2012 è stata definita quella con Gazprom i cui benefici economici sono retroattivi dall'inizio del 2011. Altre rinegoziazioni sono tuttora in corso.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 17 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, etc.). I contratti prevedono clausole di take-or-pay. Tali clausole stabiliscono che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e 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 di complemento a 100 della media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante 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.
Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di contenuta dinamicità della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Dall'inizio della crisi del gas alla data di bilancio del 2011, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di 2,22 miliardi di euro e sostenuto esborsi di 1,76 miliardi di euro a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori alle AMQ. Considerata la fase corrente di debolezza della domanda gas e i piani aziendali di moderata crescita delle vendite nel piano quadriennale 2012-2015, e tenuto anche conto del beneficio di riduzioni temporanee delle AMQ associato alle rinegoziazioni di alcuni contratti take-or-pay, il management prevede che nei prossimi due-tre anni i ritiri Eni del piano quadriennale 2012-2015 saranno nel complesso inferiori agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti con conseguente attivazione della clausola take-or-pay.
Allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, con il graduale riassorbimento nel lungo termine degli squilibri correnti, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari per il prossimo quadriennio e oltre, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa e prevede di incorrere nel prossimo quadriennio nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati nel lungo termine nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi all'evoluzione di lungo termine dello scenario domanda-offerta gas

Eni prevede che la situazione corrente di oversupply nel mercato europeo del gas tenderà a essere gradualmente riassorbita nel medio/lungo termine con il conseguente "recoupling" tra costo oil-linked dell'approvvigionato e prezzi agli hub grazie ai trend consolidati di espansione della domanda mondiale di gas. Questi sono costituiti dal crescente fabbisogno proveniente dalla Cina e dalle economie emergenti di Asia e America Latina alimentato dai robusti tassi di crescita, dalla domanda giapponese in sostituzione dell'energia nucleare, dal graduale recupero del ciclo economico atteso in Europa, dallo sviluppo sociale e demografico e dalla maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto ad altre fonti fossili nella produzione di energia elettrica. Anche il mutamento in atto nelle politiche energetiche degli Stati membri dell'Unione Europea in risposta all'incidente nucleare di Fukushima potrebbe rappresentare uno stimolo importante alla ripresa del consumo di gas. Inoltre, alcune proposte di politiche fiscali in ambito europeo e

nei singoli Stati membri potrebbero influenzare la composizione del mix energetico introducendo disincentivi e penalizzazioni nell'uso delle fonti più inquinanti e meno efficienti. Esempi in tal senso sono la nuova proposta di direttiva comunitaria per una "carbon tax" nei settori non coperti dal meccanismo ETS, o il Regno Unito dove si prevedono meccanismi fiscali che stabilizzino, fissandone di fatto un floor, il prezzo della CO_2. Con particolare riferimento all'Europa, l'evoluzione di lungo termine della domanda gas sarà influenzata dalle modifiche del bilancio energetico dei Paesi dell'Unione considerato l'impegno degli Stati membri al raggiungimento degli obiettivi del "Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20" che prevedono (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 pari almeno al 20%.

Gli obiettivi di decarbonizzazione della "Energy Roadmap 2050" consistono invece in una riduzione delle emissioni di CO_2 al 2050 dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990.

L'offerta di gas nel mercato europeo è prevista rimanere abbondante nel breve/medio termine. Il flusso di gas verso il continente sarà assicurato in maniera predominante dalle importazioni via pipeline e GNL, alimentato dai massicci investimenti d'incremento della capacità dei gasdotti d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e dall'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente grazie alla finalizzazione di numerosi progetti upstream nel triennio 2008-2010 con oltre 65 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione, e dalla contemporanea ridotta capacità di assorbimento del mercato USA per effetto della crescita della produzione interna di gas da accumuli non convenzionali e dello sviluppo delle tecnologie di estrazione. Nuove infrastrutture sono previste in avvio nei prossimi anni in diversi punti di accesso europei, con una capacità a regime di circa 50-60 miliardi di metri cubi (in particolare, il collegamento Algeria - Penisola Iberica realizzato con il gasdotto Medgaz, il Nord Stream dalla Russia alla Germania attraverso il Mar Baltico e altri terminali di ricezione GNL, tra cui un nuovo impianto nei Paesi Bassi con 12 miliardi di capacità di ricezione), ulteriori 27 miliardi di metri cubi con la seconda linea del Nord Stream e diversi progetti di incremento della capacità di stoccaggio. In Italia sono previsti nel medio termine incrementi di capacità dovuti alla probabile entrata in esercizio di un nuovo terminale di ricezione del GNL a Livorno con 4 miliardi di metri cubi di capacità a regime e agli effetti del D.Lgs. n. 130/2010 (cd. Decreto Stoccaggi – v. paragrafo seguente) che renderà disponibili circa 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio entro il 2015; a questi si aggiungerà il ripristino delle forniture di gas libico attraverso il gasdotto GreenStream. Sono previsti importanti investimenti in contro flusso su tutta la rete di gasdotti europei che favoriranno gli interscambi tra i Paesi e la maggiore apertura dei mercati. Nel lungo termine l'offerta di gas in Europa risentirà del declino atteso delle produzioni mature interne e degli effetti del possibile slittamento di nuovi progetti di sviluppo di riserve gas worldwide, con un rallentamento nell'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazione che favorirà il riequilibrio del mercato mondiale del GNL.

Il management prevede che i trend descritti favoriranno il recupero di redditività del settore europeo del gas nel medio/lungo termine.

I possibili rischi di tali previsioni sono la difficoltà nella stima degli impatti di lungo termine della crisi economica sulla domanda europea di gas, il grado di efficacia delle politiche degli stati membri dell'Unione Europea nel conseguire gli obiettivi di riduzione dell'intensità energetica e di cambiamento del mix termoelettrico (rinnovabili vs. combustibili fossili), nonché il bilanciamento delle disponibilità mondiali di GNL.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

La normativa del settore del gas in Italia stabilisce, tra le varie cose, le regole di accesso alle infrastrutture, i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione, e i requisiti di separazione funzionale dei gestori di tali infrastrutture gas. Sono inoltre oggetto di approvazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) i Codici che regolano il funzionamento e la gestione delle citate infrastrutture. L'AEEG, in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge anche funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela.

Il recente Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, (cd. "Decreto Liberalizzazioni"), come descritto meglio nei paragrafi successivi, infine, interviene su vari aspetti del settore gas e avvia la procedura di separazione proprietaria dell'impresa principale di trasporto, leggi Snam, da Eni.

Dal 2011, in sostituzione dei cd. "tetti antitrust" definiti nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che hanno cessato l'applicazione nel 2010, con il Decreto Stoccaggi è stato introdotto un vincolo sulla quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. In particolare la quota massima di mercato all'ingrosso che ciascun operatore può detenere è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio.

Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni, attraverso Stogit, ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica.

Inoltre, il Decreto Stoccaggi prevede che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti siano riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito.

A decorrere da aprile 2012, concluso il periodo biennale in cui hanno trovato applicazione le cd. "misure transitorie finanziarie", i soggetti investitori industriali possono richiedere di avvalersi delle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio.

Tali misure consentono ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale (PSV) ai cd. "stoccatori virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedu-

ra aperta), per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate - inverno. I soggetti investitori hanno l'obbligo di offrire tale gas al PSV.

Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e AEEG.

Eni ritiene che tale disposizione avrà l'effetto di incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

Le decisioni dell'AEEG in tema di fissazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. L'AEEG ha istituito un meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas attraverso l'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi e ha introdotto una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case di cura e altri). I più recenti provvedimenti con i quali l'AEEG ha rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati sono state la Delibera ARG/gas 89/10 – che per l'anno termico 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2011 ha introdotto un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5% – e la Delibera ARG/gas 77/11, che per l'anno termico 1° ottobre 2011 - 30 settembre 2012 ha rivisto il fattore fisso correttivo portando la riduzione al 6,5%. Questi provvedimenti penalizzano i risultati e il cash flow dell'attività gas di Eni per gli anni termici considerati, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio. Eni ritiene possibile il rischio in futuro di nuovi provvedimenti dell'AEEG in tema di condizioni economiche di fornitura ai clienti tutelati con impatti negativi sui risultati e il cash flow del business gas, in particolare in considerazione del Decreto Liberalizzazioni varato dal Governo italiano il 24 gennaio 2012 (DL n. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività"). Tale provvedimento, tra le numerose disposizioni, demanda all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'indicizzazione ai prezzi spot quotati negli hub continentali nel meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento a partire dal primo trimestre successivo all'entrata in vigore del suddetto Decreto Legge. In base a tali misure, il management prevede una riduzione dei prezzi di fornitura e del margine di commercializzazione nelle vendite ai clienti tutelati. Inoltre lo stesso Decreto, al fine di ridurre i costi di approvvigionamento di gas naturale per le imprese, riconosce loro un accesso diretto alla capacità di stoccaggio che si libererebbe attraverso una ridefinizione delle modalità di calcolo degli obblighi di modulazione e rideterminando i volumi di stoccaggio strategico, in modo da consentire alle imprese di poter disporre di servizi integrati di trasporto, rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del Decreto Legge n. 112 del giugno 2008 che ha introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% (cosiddetta Robin Tax), e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali dalla manovra finanziaria estiva per il triennio 2011-2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. La citata manovra estiva ha esteso l'ambito di applicazione della Robin Tax in particolare anche alle società esercenti attività di trasporto e distribuzione di gas naturale.

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 asserendone l'illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla Direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. 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. In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. In particolare:

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione sulla quale gli operatori sono obbligati a offrire una quota del gas importato sulla base di autorizzazioni all'importazione ottenute successivamente al 2002 e a cedere le aliquote del prodotto della coltivazione di gas naturale dovute allo Stato (queste ultime a un prezzo base d'asta definito dall'AEEG);
- l'AEEG con delibera ARG/gas 45/11 e s.m.i. ha stabilito l'avvio del mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale a decorrere dal 1° dicembre 2011: gli sbilanci di ciascun utente del sistema di trasporto sono quotidianamente sanati al prezzo che si forma sul mercato del bilanciamento presso il quale il Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas) si approvvigiona delle risorse necessarie per bilanciare il sistema. A decorrere dal 1° aprile 2012 è prevista un'evoluzione del meccanismo di funzionamento del mercato del bilanciamento: a partire da tale data è infatti previsto che vengano combinate le offerte in acquisto e vendita formulate dagli operatori tra esse compatibili, non funzionali al bilanciamento del sistema.

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Separazione proprietaria di Snam

Il 24 gennaio 2012 è stato pubblicato il Decreto Legge n. 1 recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività (il cd. "Decreto Liberalizzazioni") che ha avviato il processo di separazione proprietaria di Snam da Eni.
Il provvedimento è stato convertito in legge a fine marzo 2012. È prevista l'emanazione entro maggio prossimo di un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri per la fissazione dei criteri, condizioni e modalità di uscita di Eni da Snam entro 18 mesi dall'entrata in vigore della legge di conversione. A tale DPCM compete altresì di determinare l'eventuale quota di partecipazione residua di Eni in Snam.

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. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono tuttavia caratterizzate da rischi ineliminabili. La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, specificamente quelli del settore Exploration & Production, dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo di questi idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2011, il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 111,27 dollari/barile con un aumento del 40% rispetto al 2010 dovuto alla forte domanda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti e dai fattori geopolitici, in particolare gli effetti della crisi libica. Il prezzo in dollari del gas ha avuto una dinamica erratica, influenzata dai fattori specifici delle macroaree di consumo: è diminuito del 9% negli USA a causa della crescita delle produzioni non convenzionali, mentre i prezzi spot in Europa sono rimbalzati rispetto ai livelli depressi del 2010 (+38%).
La volatilità dei prezzi degli idrocarburi ha impatti diversi sui risultati dei business Eni e sui piani d'investimento della compagnia, tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio/gas che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti 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 fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.
Per il quadriennio 2012-2015 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 85 dollari/barile (termini reali 2015), Eni prevede un programma d'investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un incremento del 12% rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto ai nuovi progetti upstream che contribuiranno alla crescita delle produzioni oltre l'orizzonte di piano (Mozambico, Mare di Barents e Nigeria).
La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. In particolare, per l'anno 2011 sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni è diminuita di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA, con un impatto sui volumi dell'anno di circa 30 mila barili/giorno. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 85 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2012-2015 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare all'estero, sono indicizzati in misura crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente depressi a causa dell'eccesso di offerta. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima ai prezzi finali di vendita.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali i prezzi finali si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine. Nel 2011, l'attività di raffinazione Eni ha sofferto rilevanti perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire nei prezzi finali dei prodotti penalizzati dalla domanda stagnante in un quadro economico recessivo, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre, l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indicizzate a quello. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali di debolezza dell'industria, elevati costi della carica e rallentamento della congiuntura con aspettative di contrazione della domanda di carburanti. Anche l'attività di distribuzione di carburanti rete ed extrarete è stata penalizzata dalla contrazione della domanda di carburanti e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività del business Refining & Marketing in sede di impairment review adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso con la rilevazione di svalutazioni di 645 milioni di euro riferite in massima parte a impianti e iniziative di raffinazione. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo.

Il settore petrolchimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2011 il settore ha archiviato la perdita operativa adjusted di 276 milioni di euro, in evidente peggioramento rispetto al 2010 a causa della flessione del margine del cracker appesantito dall'elevato costo della carica petrolifera e dal crollo della domanda dovuto alla recessione economica nell'ultima parte dell'anno. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle deboli prospettive di ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico e del trend del costo della materia prima. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico, il management Eni ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta in un ciclo negativo, e produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione 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 un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem nel medio termine a garanzia della stabilità dei risultati.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dai segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati. I prezzi del petrolio resteranno sostenuti dalla robustezza della domanda proveniente dalla Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, in parte attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 90 $/barile. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa debole, penalizzata dallo scarso dinamismo dell'attività produttiva e dalla competizione delle fonti rinnovabili, mentre l'offerta di gas rimane abbondante. In tale scenario la forte pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Il management prevede il permanere di una situazione depressa per il settore europeo della raffinazione. I margini sono attesi su livelli non remunerativi a causa dell'elevato costo della carica, della stagnazione della domanda di carburanti e dell'eccesso di capacità.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi**: è prevista in crescita rispetto al 2011 (1,58 milioni di boe/giorno il consuntivo 2011) per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello di plateau ante crisi, con piena regimazione nella seconda metà del 2012. Escludendo tale significativo evento, la produzione è attesa su di un trend di crescita, sostenuta dall'attività di sviluppo in Italia e in Iraq e dagli importanti avvii programmati nelle aree core di Algeria e offshore Angola e del progetto gas in joint venture in Siberia. Tali incrementi saranno parzialmente compensati dai declini delle produzioni mature;
- **vendite di gas**: sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In un quadro di contenuto dinamismo della domanda, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato in Italia e di consolidare e sviluppare il segmento retail; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target in Francia e Germania/Austria, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nel Far East. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-country, e l'eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;
- **lavorazioni in conto proprio**: sono previste confermare i volumi ridotti del 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa**: sono previste in leggera flessione rispetto al 2011 (11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011). In un quadro di consumi deboli e nuove misure di liberalizzazione del mercato domestico, il management intende consolidare la quota di mercato Italia facendo leva su politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete e l'eccellenza del servizio. Nel resto d'Europa la crescita sarà selettiva con volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni**: le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (13,44 miliardi di euro l'ammontare degli investimenti tecnici e 0,36 miliardi di euro quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011). I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accertare il potenziale delle recenti scoperte (Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia), le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il potenziamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas, il completamento del Progetto EST nella raffinazione e potenziamenti selettivi nella petrolchimica. Il leverage a fine periodo è previsto sostanzialmente stabile rispetto al livello consuntivato nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 90 dollari/barile.

Altre informazioni

Aggiornamento proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

In merito all'istanza presentata il 26 gennaio 2011 al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 DL 208 del 2008, è in corso l'istruttoria, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS).

La proposta di transazione presentata da Eni riguarda nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società del Gruppo hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale. In particolare, con la proposta presentata, Eni e le controllate si impegnano a:

- eseguire investimenti a carattere ambientale pari a 600 milioni di euro che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica e ambientale dei propri impianti;
- realizzare progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- riconoscere al Ministero dell'Ambiente 450 milioni di euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- devolvere a titolo gratuito alle amministrazioni competenti aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale determinò nel bilancio 2010 uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro. Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Eni si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi costituito dall'insieme degli strumenti, strutture organizzative e normative aziendali volte a consentire la salvaguardia del patrimonio aziendale, l'efficienza e l'efficacia dei processi, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure aziendali.

La struttura del sistema di controllo interno di Eni 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, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico e nel Codice di Autodisciplina, tenendo conto della normativa applicabile, del framework di riferimento "CoSO Report"[1] e delle best practice nazionali e internazionali.

Le principali responsabilità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sono affidate a organi e organismi di Eni dotati di poteri, mezzi e strutture adeguati al perseguimento di obiettivi di eccellenza.

Il Consiglio di Amministrazione, in particolare, riveste un ruolo centrale nel sistema di controllo interno, avvalendosi del supporto propositivo e consultivo del Comitato per il Controllo Interno che, tra i propri compiti, ha anche quello di sovrintendere alle attività di Internal Audit. Al Direttore Internal Audit, che in Eni coincide con il Preposto al Controllo Interno, è affidato il compito di assicurare accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno e al funzionamento del sistema di controllo interno di Eni al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia e supportarne la valutazione da parte degli organi societari e delle strutture aziendali preposte. Il Consiglio valuta annualmente (da ultimo, nella riunione del 15 marzo 2012) la complessiva adeguatezza del sistema di controllo, esaminata la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e la Relazione del Comitato per il Controllo Interno che, a sua volta, tiene conto di quanto rappresentato dall'Organismo di Vigilanza nella sua Relazione e della valutazione del Preposto al controllo interno sull'idoneità del sistema stesso a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; mentre il Collegio Sindacale, oltre ai compiti di legge, svolge le funzioni di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense.

Il Consiglio di Amministrazione nomina inoltre il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari ("DP"), al quale, secondo le prescrizioni di legge, è affidata la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria.

Eni è consapevole che un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi contribuisce a garantire una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi strategici, definiti dal Consiglio di Amministrazione. Eni sostiene un approccio alla gestione dei rischi preventivo e volto a 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, regulatory/compliance, nonché alcuni rischi strategici e operativi, quali il rischio Paese nell'attività oil&gas e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. In tale contesto, in una logica evolutiva del sistema in essere, Eni ha deciso di sviluppare un nuovo modello di gestione integrata dei rischi, che, attraverso la diffusione di linguaggi e strumenti comuni, consenta una visione di sintesi dei principali rischi aziendali.

Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'eserci-

zio dei poteri e promuove regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività. In particolare, il management di Eni, anche in funzione dei rischi gestiti, ha istituito specifiche attività di controllo e processi di monitoraggio idonei ad assicurare l'efficacia e l'efficienza nel tempo del sistema di controllo interno. 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. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna, anche in applicazione di quanto previsto dal Sarbanes-Oxley Act, la ricezione – attraverso canali informativi facilmente accessibili – l'analisi e il trattamento delle segnalazioni da chiunque inviate o trasmesse anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (cd. whistleblowing)[2].
Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica e aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.

Informazioni di maggior dettaglio sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, anche con riferimento alla sua architettura, strumenti e funzionamento, nonché sui ruoli, responsabilità e attività dei suoi principali attori sono contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, cui si rinvia[3].

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria

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 e 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. Il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, Chief Financial Officer (CFO) di Eni, il 30 luglio 2008, confermandolo il 19 maggio 2011 e ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri 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 10 marzo 2011 e, da ultimo, il 19 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, previo parere positivo del Comitato per il controllo interno, e 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 ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità[4] 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.
Il Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 dicembre 2010, ha adottato la Management System Guideline (MSG) "Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" che, nel recepire integralmente il contenuto della Linea Guida di riferimento emessa nel 2007, definisce 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 e per la valutazione della sua efficacia. I contenuti della MSG sono stati definiti 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 quotata al New York Stock Exchange (NYSE) e articolati sulla base del modello adottato nel CoSO Report. La MSG è applicabile a Eni SpA e alle imprese da essa controllate direttamente e indirettamente a norma 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 la MSG stessa quale riferimento per la progettazione

(2) 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.
(3) La Relazione è pubblicata sul sito internet della società.
(4) 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.

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 un processo strutturato che prevede le fasi di risk assessment, individuazione dei controlli a presidio dei rischi, valutazione dei controlli e relativi flussi informativi (reporting). Il risk assessment condotto secondo un approccio "top-down" è mirato a individuare le entità organizzative, le società, 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 l'esistenza di processi che presentano rischi specifici il cui verificarsi potrebbe compromettere l'affidabilità e l'accuratezza dell'informativa finanziaria (quali i rischi di frode)[5]. Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base a un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori a una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; processi di valutazione e stima; 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[6] in Eni è condotto un risk assessment dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalla predetta MSG. A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali, ovvero: i) la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e ii) 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, informazione e comunicazione, 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 e 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; e 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 "General Computer Controls" che comprendono tutti i controlli a presidio del corretto funzionamento dei sistemi informatici). Le procedure aziendali, in particolare, individuano tra i controlli specifici i cosiddetti "controlli chiave", la cui assenza o mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli. 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 attraverso procedure di audit concordate secondo un piano comunicato dal CFO/DP, che definisce l'ambito e gli obiettivi di intervento. L'Internal Audit, inoltre, sulla base di un Piano di Audit approvato dal Consiglio di Amministrazione ed elaborato secondo una logica "top-down risk based", svolge interventi di audit integrato che includono in alcuni casi valutazioni anche sugli impatti di tipo financial. Gli esiti delle attività di audit e le risultanze del monitoraggio periodico effettuato dall'Internal Audit sull'implementazione delle azioni correttive definite dalla linea a valle di tali interventi di audit, sono tempestivamente comunicati al CFO/DP, oltre che al top management e agli organi di controllo e vigilanza, ai fini delle valutazioni di competenza.

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

(5) Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.
(6) Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

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 MSG precedentemente richiamata. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni dai 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 che esegue il monitoraggio di linea (cd. Risk owner) 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.

Rapporti con le parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento 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, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre Società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'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 delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

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, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 42 al bilancio consolidato e 39 del bilancio di esercizio.

Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del codice civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali[7] è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2011 le azioni proprie in portafoglio, ciascuna del valore nominale di 1 euro, ammontano a numero 382.654.833, pari al 9,55% del capitale sociale, per un valore di libro complessivo di 6.753 milioni di euro. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie. Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2010 (n. 382.863.733 azioni) si registra una diminuzione di n. 208.900 azioni dovuta alla vendita di azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione assegnati nel 2003 e 2004 ai dirigenti Eni beneficiari del piano di incentivazione di lungo termine basato su stock option.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge 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 2011 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: 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, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc e Eni Trading & Shipping Inc.;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

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 nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

[7] Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza".

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo **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.

- **ROAE** Esprime la redditività per gli azionisti Eni ed è calcolato come rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto escluse le interessenze di terzi azionisti.

- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi venduti.

- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.

- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

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.

- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO_2 mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO_2 prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.

- **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 coking, 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).

- **Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds)** Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc.

- **Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.

- **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.

- **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.

- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O), idrofluorocarburi (HFC), per fluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF6). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.

- **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.

- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffi-

nazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

- **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 (PSA)** 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 contingency.

- **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.

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

Sostenibilità

- **Carbon Disclosure Project (CDP)** Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tre mila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione.

- **Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei Paesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle aziende estrattive sia ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare e il tipo di pagamenti che effettua ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere.

- **Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA)** Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti.

- **Health Impact Assessment (HIA)** Strumento per valutare l'impatto sulla salute della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione.

- **Human Rights Compliance Assessment (HRCA)** Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di diritti umani, elaborato dal Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità cui sono titolari in relazione al rispetto dei diritti umani, con riferimento ad ogni aspetto del business. La metodologia consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute for Human Rights Project, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani.

- **International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)** Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali.

- **Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemical substances (REACH)** Il REACH è un sistema integrato di registrazione, valutazione e autorizzazione delle sostanze chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea (UE). Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici già esistenti (quelli introdotti sul mercato prima del settembre 1981) e nuovi (dopo il settembre 1981) e al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea.

- **Social Impact Assessment (SIA)** Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi sia negativi, degli interventi programmati (politiche, programmi, piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi.

- **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)** Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali.

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2010 Totale	31.12.2010 di cui verso parti correlate	31.12.2011 Totale	31.12.2011 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	1.549		1.500	
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	(8)	382		262	
Crediti commerciali e altri crediti	(9)	23.636	*1.356*	24.595	*1.496*
Rimanenze	(10)	6.589		7.575	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	467		549	
Attività per altre imposte correnti	(12)	938		1.388	
Altre attività correnti	(13)	1.350	*9*	2.326	*2*
		34.911		**38.195**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(14)	67.404		73.578	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(15)	2.024		2.433	
Attività immateriali	(16)	11.172		10.950	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(17)	5.668		5.843	
Altre partecipazioni	(17)	422		399	
Altre attività finanziarie	(18)	1.523	*668*	1.578	*704*
Attività per imposte anticipate	(19)	4.864		5.514	
Altre attività non correnti	(20)	3.355	*16*	4.225	*3*
		96.432		**104.520**	
Attività destinate alla vendita	(31)	**517**		**230**	
TOTALE ATTIVITÀ		**131.860**		**142.945**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(21)	6.515	*127*	4.459	*503*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(26)	963		2.036	
Debiti commerciali e altri debiti	(22)	22.575	*1.297*	22.912	*1.446*
Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	1.515		2.092	
Passività per altre imposte correnti	(24)	1.659		1.896	
Altre passività correnti	(25)	1.620	*5*	2.237	
		34.847		**35.632**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(26)	20.305		23.102	
Fondi per rischi e oneri	(27)	11.792		12.735	
Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	1.032		1.039	
Passività per imposte differite	(29)	5.924		7.120	
Altre passività non correnti	(30)	2.194	*45*	2.900	
		41.247		**46.896**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)	**38**		**24**	
TOTALE PASSIVITÀ		**76.132**		**82.552**	
PATRIMONIO NETTO	(32)				
Interessenze di terzi		**4.522**		**4.921**	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		(174)		49	
Altre riserve		49.624		53.195	
Azioni proprie		(6.756)		(6.753)	
Acconto sul dividendo		(1.811)		(1.884)	
Utile dell'esercizio		6.318		6.860	
Totale patrimonio netto di Eni		**51.206**		**55.472**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**55.728**		**60.393**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**131.860**		**142.945**	

Conto economico

		2009		2010		2011	
(milioni di euro)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(35)	83.227	3.300	98.523	3.274	109.589	3.882
Altri ricavi e proventi		1.118	26	956	58	933	43
Totale ricavi		**84.345**		**99.479**		**110.522**	
COSTI OPERATIVI	(36)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		58.351	4.999	69.135	5.825	79.191	5.887
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		*250*		*(246)*		*69*	
Costo lavoro		4.181	15	4.785	28	4.749	33
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		**55**	44	**131**	41	**171**	32
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		**9.813**		**9.579**		**9.318**	
UTILE OPERATIVO		**12.055**		**16.111**		**17.435**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(37)						
Proventi finanziari		5.950	27	6.117	41	6.379	49
Oneri finanziari		(6.497)	(4)	(6.713)		(7.396)	(1)
Strumenti derivati		(4)		(131)		(112)	
		(551)		**(727)**		**(1.129)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(38)						
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		393		537		544	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		176		619		1.627	338
		569		**1.156**		**2.171**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**12.073**		**16.540**		**18.477**	
Imposte sul reddito	(39)	(6.756)		(9.157)		(10.674)	
Utile netto		**5.317**		**7.383**		**7.803**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		4.367		6.318		6.860	
- interessenze di terzi	(32)	950		1.065		943	
		5.317		**7.383**		**7.803**	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(40)						
- semplice		1,21		1,74		1,89	
- diluito		1,21		1,74		1,89	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Note	2009	2010	2011
Utile netto dell'esercizio		**5.317**	**7.383**	**7.803**
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(32)	(869)	2.169	1.031
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	(481)	443	352
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(32)	1	(9)	(6)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)	2	(10)	(13)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	202	(175)	(128)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		**(1.145)**	**2.418**	**1.236**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**4.172**	**9.801**	**9.039**
Di competenza:				
- azionisti Eni		3.245	8.699	8.097
- interessenze di terzi		927	1.102	942
		4.172	**9.801**	**9.039**

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 strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari 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	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008	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 strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(279)								(279)		(279)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					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 dell'esercizio				**(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	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

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

		Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari 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	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2009		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
Utile dell'esercizio												6.318	6.318	1.065	7.383
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(32)				267								267		267
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(32)					(8)							(8)		(8)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)						(5)						(5)	(5)	(10)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(2)			2.204		(75)			2.127	42	2.169
					265	(8)	(5)	2.204		(75)			2.381	37	2.418
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio					265	(8)	(5)	2.204		(75)		6.318	8.699	1.102	9.801
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2009 di 0,50 euro per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)											(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società														(514)	(514)
Destinazione utile residuo 2009										745		(745)			
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA	(32)						56						56	(56)	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)			(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)									10			10	27	37
Interessenze di terzi entrate a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA														7	7
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV														(37)	(37)
				(1)			56		1	756		(4.367)	(3.555)	(573)	(4.128)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										7			7		7
Diritti decaduti stock option										(6)			(6)		(6)
Warrant su azioni Altergaz SA							(25)						(25)		(25)
Altre variazioni										13			13	15	28
							(25)			14			(11)	15	4
Saldi al 31 dicembre 2010	(32)	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

		Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari 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	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010	(32)	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728
Utile dell'esercizio												6.860	6.860	943	7.803
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(32)				223								223		223
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(32)					(5)							(5)		(5)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)						(12)						(12)	(1)	(13)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								1.000		31			1.031		1.031
					223	(5)	(12)	1.000		31			1.237	(1)	1.236
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio					223	(5)	(12)	1.000		31		6.860	8.097	942	9.039
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2010 di 0,50 euro per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Acconto sul dividendo (0,52 euro per azione)											(1.884)		(1.884)		(1.884)
Attribuzione del dividendo di altre società														(571)	(571)
Versamenti di azionisti terzi														26	26
Destinazione utile residuo 2010										2.696		(2.696)			
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigaz Zrt	(32)						(94)			(25)			(119)	(7)	(126)
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA	(32)						(5)						(5)	5	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)			(3)					3	3			3		3
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)						14			(10)			4	13	17
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione di Acqua Campania SpA e della perdita del controllo di Petromar Lda														(10)	(10)
				(3)			(85)		3	2.664	(73)	(6.318)	(3.812)	(544)	(4.356)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										2			2		2
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni										(14)			(14)	1	(13)
										(19)			(19)	1	(18)
Saldi al 31 dicembre 2011	(32)	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2009	2010	2011
Utile netto		5.317	7.383	7.803
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:				
Ammortamenti	(36)	8.762	8.881	8.297
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(36)	1.051	698	1.021
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(393)	(537)	(544)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)	(552)	(1.170)
Dividendi	(38)	(164)	(264)	(659)
Interessi attivi		(352)	(96)	(101)
Interessi passivi		603	571	737
Imposte sul reddito	(39)	6.756	9.157	10.674
Altre variazioni		(319)	(39)	331
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		52	(1.150)	(1.422)
- crediti commerciali		1.431	(1.918)	(369)
- debiti commerciali		(2.559)	2.770	161
- fondi per rischi e oneri		517	588	122
- altre attività e passività		(636)	(2.010)	(668)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		*(1.195)*	*(1.720)*	*(2.176)*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		16	21	(10)
Dividendi incassati		576	799	997
Interessi incassati		594	126	100
Interessi pagati		(583)	(600)	(893)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(9.307)	(9.134)	(10.025)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**11.136**	**14.694**	**14.382**
- di cui verso parti correlate	(42)	*(1.188)*	*(1.749)*	*(186)*
Investimenti:				
- attività materiali	(14)	(12.032)	(12.308)	(11.658)
- attività immateriali	(16)	(1.663)	(1.562)	(1.780)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(33)	(25)	(143)	(115)
- partecipazioni	(17)	(230)	(267)	(245)
- titoli		(2)	(50)	(62)
- crediti finanziari		(972)	(866)	(715)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(97)	261	379
Flusso di cassa degli investimenti		*(15.021)*	*(14.935)*	*(14.196)*
Disinvestimenti:				
- attività materiali		111	272	154
- attività immateriali		265	57	41
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(33)		215	1.006
- partecipazioni		3.219	569	711
- titoli		164	14	128
- crediti finanziari		861	841	695
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		147	2	243
Flusso di cassa dei disinvestimenti		*4.767*	*1.970*	*2.978*
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(10.254)**	**(12.965)**	**(11.218)**
- di cui verso parti correlate	(42)	*(1.262)*	*(1.626)*	*(800)*

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2009	2010	2011
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(26)	8.774	2.953	4.474
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(26)	(2.044)	(3.327)	(889)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(21)	(2.889)	2.646	(2.481)
		3.841	**2.272**	**1.104**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1.551		26
Cessione di azioni proprie				3
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		9	37	17
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(2.068)		(126)
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.166)	(3.622)	(3.695)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(350)	(514)	(552)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(1.183)**	**(1.827)**	**(3.223)**
- di cui verso parti correlate	(42)	*(14)*	*(23)*	*348*
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)				(7)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(30)	39	17
Flusso di cassa netto dell'esercizio		**(331)**	**(59)**	**(49)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(7)	**1.939**	**1.608**	**1.549**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(7)	**1.608**	**1.549**	**1.500**

Note al bilancio consolidato

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 [1] [2].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, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, 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.
Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'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, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti[3] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Tali 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 2011" 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 2011, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2012, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.
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 "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.
Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza[4]. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.
Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata a patrimonio netto; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo.

[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 2011 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.
[2] L'informativa relativa ai rapporti con parti correlate è stata predisposta secondo le disposizioni dello IAS 24 "Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate", entrato in vigore a partire dall'esercizio 2011, che integrano la definizione di parti correlate e l'informativa di bilancio.
[3] 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".
[4] L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

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, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, 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 "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto delle interessenze di terzi. 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. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per 1 euro)	Cambi medi dell'esercizio 2009	Cambi al 31 dicembre 2009	Cambi medi dell'esercizio 2010	Cambi al 31 dicembre 2010	Cambi medi dell'esercizio 2011	Cambi al 31 dicembre 2011
Dollaro USA	1,39	1,44	1,33	1,34	1,39	1,29
Sterlina inglese	0,89	0,89	0,86	0,86	0,87	0,84
Corona norvegese	8,73	8,30	8,00	7,80	7,79	7,75
Dollaro australiano	1,77	1,60	1,44	1,31	1,35	1,27
Forint ungherese	280,33	270,42	275,48	277,95	279,37	314,58

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"[5] 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.

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.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, è stimato 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 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 valutati secondo il metodo del 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. Le rimanenze di gas naturale derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e all'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita.

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 (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è

(5) A partire dall'esercizio 2009 le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

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 considerate probabili. 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 determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" 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 costs 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[6]

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 il ripristino 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"[7].
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 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

(6) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".
(7) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, 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 o 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.

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 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 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[9], 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[9].

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.

Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui: (i) il concedente controlla o regolamenta i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) il concedente controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.

In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico[10].

Attività mineraria[11]

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'esplo-

(8) Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

(9) 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.

(10) Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.

(11) 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".

razione 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, ecc.), 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, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

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[12]. In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo e successivamente adeguate per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"). 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 econo-

(12) 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.

mico 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[13].

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le 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, ecc.). 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 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 sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. 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. La classificazione come destinate alla vendita di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica.

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.

In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione.

Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie"). Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

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 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 attualizzazio-

(13) 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.

ne; 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 cui si riferisce.
Nella nota n. 27 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 non sia oneroso.

Fondi per benefici ai 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.
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). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. punto precedente "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti l'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.
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.
Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.
I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, 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 con-

tropartita 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 crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri proventi" del conto economico.
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 cui è riferita l'incentivazione (cd. vesting period)[14]. 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 (v. anche punto "Attività immateriali") 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 di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando 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. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate, controllate congiuntamente e collegate, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante è in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
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.

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 per motivi differenti dalla svalutazione del fair value (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.
I derivati sono designati 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

(14) Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

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[15]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[16].
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 predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

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 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. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs, v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigiona-

[15] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2010.
[16] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

mento 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.
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.

Fondi per benefici ai 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 adempiu-

ta, 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 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 settore 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 il regolamento n. 1205/2011 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2011 sono state omologate le modifiche all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative - Trasferimenti di attività finanziarie", che prevedono l'integrazione dell'informativa sugli strumenti finanziari, con riferimento ai trasferimenti di attività finanziarie, per descrivere i rischi ai quali la società rimane esposta in relazione alle attività trasferite. Le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, informative addizionali nel caso in cui la società effettui rilevanti trasferimenti di attività finanziarie in prossimità della chiusura dell'esercizio. Le nuove disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2011 (per Eni: bilancio 2012).

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 12 novembre 2009, lo IASB ha emesso l'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito "IFRS 9") 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. Inoltre, in data 28 ottobre 2010 lo IASB ha integrato le disposizioni dell'IFRS 9 includendo i criteri di rilevazione e valutazione delle passività finanziarie. In particolare, le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, che, in caso di valutazione di una passività finanziaria al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, le variazioni del fair value connesse a modifiche del rischio di credito dell'emittente (cd. own credit risk) siano rilevate nel prospetto dell'utile complessivo; è prevista l'imputazione di detta componente a conto economico per assicurare la simmetrica rappresentazione con altre poste di bilancio connesse con la passività evitando accounting mismatch. Il documento "Mandatory effective date and transition disclosures", emesso il 16 dicembre 2011, dallo IASB ha posticipato l'entrata in vigore delle disposizioni dell'IFRS 9 a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2015 (le precedenti disposizioni facevano riferimento al 1° gennaio 2013).

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 10 "Consolidated Financial Statements" (di seguito "IFRS 10") e la versione aggiornata dello IAS 27 "Separate Financial Statements" (di seguito "IAS 27") che stabiliscono, rispettivamente, i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono, tra l'altro, una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte

le imprese (ivi incluse le società veicolo). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzarne i risultati economici. Il principio fornisce alcuni indicatori da considerare ai fini della valutazione dell'esistenza del controllo che includono, tra l'altro, diritti potenziali, diritti meramente protettivi, l'esistenza di rapporti di agenzia o di franchising. Le nuove disposizioni, inoltre, riconoscono la possibilità di esercitare il controllo su una partecipata anche in assenza della maggioranza dei diritti di voto per effetto della dispersione dell'azionariato o di un atteggiamento passivo da parte degli altri investitori. Le disposizioni dell'IFRS 10 e della nuova versione dello IAS 27 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 11 "Joint Arrangements" (di seguito "IFRS 11") e la versione aggiornata dello IAS 28 "Investments in Associates and Joint Ventures" (di seguito "IAS 28"). L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operation e le joint venture, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle joint venture, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento consentito, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale. La versione aggiornata dello IAS 28 definisce, tra l'altro, il trattamento contabile da adottare in caso di vendita totale o parziale di una partecipazione in un'impresa controllata congiuntamente o collegata. Le disposizioni dell'IFRS 11 e della nuova versione dello IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 12 "Disclosure of Interests in Other Entities" (di seguito "IFRS 12") che disciplina l'informativa da fornire in bilancio in merito alle imprese controllate e collegate, alle joint operation e alle joint venture, nonché alle imprese veicolo (structured entities) non incluse nell'area di consolidamento. Le disposizioni dell'IFRS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 13 "Fair Value Measurement" (di seguito "IFRS 13") relativo alla definizione di un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS, e all'informativa di bilancio. Il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da pagare per l'estinzione di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato. Le disposizioni dell'IFRS 13 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso gli Amendments to IAS 1 "Presentation of Items of Other Comprehensive Income" che introducono, tra l'altro, l'obbligo di raggruppare le componenti dell'utile complessivo sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd. reclassification adjustments). Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2012 (per Eni: bilancio 2013).

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso la nuova versione dello IAS 19 "Employee Benefits" che introduce, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; e (ii) l'eliminazione della separata presentazione delle componenti del costo relativo alla passività per benefici definiti, rappresentate dal rendimento atteso delle attività al servizio del piano e dal costo per interessi, e la sostituzione con l'aggregato "net interest". Tale aggregato è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Le nuove disposizioni richiedono, inoltre, un'integrazione dell'informativa di bilancio da fornire con particolare riferimento ai piani per benefici definiti. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 16 dicembre 2011, lo IASB ha emesso gli Amendments to IAS 32 "Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities" (di seguito "Amendments to IAS 32") e gli Amendments to IFRS 7 "Disclosures - Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities" (di seguito "Amendments to IFRS 7") che stabiliscono, rispettivamente, i criteri da adottare per la compensazione di attività e passività finanziarie e i relativi obblighi informativi. In particolare, gli Amendments to IAS 32 stabiliscono che: (i) al fine di operare una compensazione, il diritto di offsetting deve essere legalmente esercitabile in ogni circostanza ovvero sia nel normale svolgimento delle attività sia nei casi di insolvenza, default o bancarotta di una delle parti contrattuali; e (ii) al verificarsi di determinate condizioni, il contestuale regolamento di attività e passività finanziarie su base lorda con la conseguente eliminazione o riduzione significativa dei rischi di credito e di liquidità, può essere considerato equivalente ad un regolamento su base netta. Le disposizioni degli Amendments to IAS 32 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014. Gli Amendments to IFRS 7 relativi all'informativa di bilancio sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

Allo stato, Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività correnti

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.500 milioni di euro (1.549 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 323 milioni di euro (339 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.
La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 26 giorni e il tasso di interesse effettivo medio è dell'1,1%.

8 Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	211	173
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	56	47
- Altri titoli non quotati	6	5
	273	**225**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	87	16
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	22	21
	109	**37**
	382	**262**

I titoli di 262 milioni di euro (382 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011 Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.
I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2011 di 189 milioni di euro si analizzano come segue:

	Valore nominale (milioni di euro)	Fair value (milioni di euro)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza
Tasso fisso				
Belgio	27	27	da 2,88 a 4,25	dal 2014 al 2021
Italia	19	18	da 3,75 a 5,25	dal 2013 al 2034
Austria	16	17	da 3,25 a 3,50	dal 2013 al 2016
Portogallo	24	15	da 3,35 a 5,45	dal 2013 al 2019
Irlanda	18	15	da 3,90 a 4,50	dal 2012 al 2020
Spagna	15	14	da 2,75 a 4,10	dal 2012 al 2018
Paesi Bassi	12	13	da 4,00 a 4,25	dal 2013 al 2016
Germania	10	11	da 3,25 a 4,25	dal 2014 al 2015
Francia	10	10	4,00	dal 2013 al 2014
Finlandia	6	6	da 1,25 a 4,25	dal 2012 al 2015
Svezia	4	4	1,88	2012
Slovacchia	3	3	4,20	2017
Stati Uniti d'America	3	3	2,00	2012
Tasso variabile				
Italia	31	31		dal 2012 al 2013
Belgio	2	2		2012
	200	**189**		

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2011
Effetto valutazione al fair value	(3)	(6)	(9)
Passività per imposte differite		1	1
Altre riserve di patrimonio netto	**(3)**	**(5)**	**(8)**

I titoli strumentali all'attività operativa di 225 milioni di euro (273 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 220 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
Le altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita si analizzano per valuta come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	308	193
Dollaro USA	58	51
Rupia indiana	16	18
	382	**262**

Il valore di mercato dei titoli è stimato essenzialmente sulla base delle quotazioni di mercato.

9 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti commerciali	**17.221**	**17.709**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	436	468
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	220	162
- non strumentali all'attività operativa	6	28
	662	**658**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	86	169
- altri	5.667	6.059
	5.753	**6.228**
	23.636	**24.595**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.651 milioni di euro (1.524 milioni di euro al 31 dicembre 2010):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Crediti commerciali	962	171	(52)	(14)	1.067
Crediti finanziari	6				6
Altri crediti	556	6	(7)	23	578
	1.524	**177**	**(59)**	**9**	**1.651**

Nel corso dell'esercizio 2011 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza 2012 di 1.779 milioni di euro (1.279 milioni di euro nell'esercizio 2010 con scadenza 2011). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (1.353 milioni di euro), Gas & Power (377 milioni di euro) e Petrolchimica (49 milioni di euro). In forza delle disposizioni contrattuali statuite Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor.
L'incremento dei crediti commerciali di 488 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.028 milioni di euro), al settore Refining & Marketing (103 milioni di euro) e, in diminuzione, al settore Ingegneria & Costruzioni (478 milioni di euro).
I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**14.122**	**4.451**	**18.573**	**14.505**	**5.062**	**19.567**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**1.142**	**51**	**1.193**	**977**	**221**	**1.198**
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.291	74	1.365	953	86	1.039
- da 3 a 6 mesi	196	56	252	360	61	421
- da 6 a 12 mesi	177	663	840	441	190	631
- oltre 12 mesi	293	458	751	473	608	1.081
	1.957	**1.251**	**3.208**	**2.227**	**945**	**3.172**
	17.221	**5.753**	**22.974**	**17.709**	**6.228**	**23.937**

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 171 milioni di euro (201 milioni di euro nel 2010) è riferito principalmente al settore Gas & Power (119 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (22 milioni di euro). L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di 52 milioni di euro (191 milioni di euro nel 2010) è riferito principalmente ai settori Gas & Power (21 milioni di euro), Refining & Marketing (13 milioni di euro) e Ingegneria & Costruzioni (12 milioni di euro).
I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 103 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 5.693 milioni di euro.
Gli altri crediti per attività di disinvestimento comprendono la quota a breve termine del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi 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 (116 milioni di euro). Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che è attesa per la fine dell'anno 2012 o per i primi mesi del 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 20 - Altre attività non correnti.
Gli altri crediti di 6.059 milioni di euro comprendono 504 milioni di euro relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production che sono oggetto di arbitrato (482 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 630 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 345 milioni di euro (470 milioni di euro al 31 dicembre 2010), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 250 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e crediti per leasing finanziario per 31 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Maggiori informazioni sui leasing finanziari sono riportati alla nota n. 18 - Altre attività finanziarie non correnti.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 28 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni.
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 224 milioni di euro.
Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti per attività di disinvestimento	**86**	**169**
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	3.017	3.827
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	457	62
- compagnie di assicurazione	131	171
- acconti per servizi	1.085	837
- per operazioni di factoring	190	150
- altri	787	1.012
	5.667	**6.059**
	5.753	**6.228**

I crediti per operazioni di factoring di 150 milioni di euro (190 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 4.954 milioni di euro.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - 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.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2010					31.12.2011				
(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	878	167		1.516	2.561	892	172		1.722	2.786
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	117	33		1	151	127	25		1	153
Lavori in corso su ordinazione			428		428			869		869
Prodotti finiti e merci	2.721	666		62	3.449	2.892	804		71	3.767
	3.716	**866**	**428**	**1.579**	**6.589**	**3.911**	**1.001**	**869**	**1.794**	**7.575**

I lavori in corso su ordinazione di 869 milioni di euro (428 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 11 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2010) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.
La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2010								
Rimanenze lorde	5.598	822			124	112	38	6.694
Fondo svalutazione	(103)		(16)	23		(2)	(7)	(105)
Rimanenze nette	**5.495**	**822**	**(16)**	**23**	**124**	**110**	**31**	**6.589**
31.12.2011								
Rimanenze lorde	6.694	1.091			(20)	38	(42)	7.761
Fondo svalutazione	(105)		(94)	20		(2)	(5)	(186)
Rimanenze nette	**6.589**	**1.091**	**(94)**	**20**	**(20)**	**36**	**(47)**	**7.575**

La variazione dell'esercizio di 1.091 milioni di euro è riferita al settore Ingegneria & Costruzioni per 543 milioni di euro, al settore Refining & Marketing per 249 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 220 milioni di euro. Gli accantonamenti di 94 milioni di euro riguardano principalmente il settore Petrolchimica (55 milioni di euro). La variazione dell'area di consolidamento di 20 milioni di euro è riferita essenzialmente all'esclusione dall'area di consolidamento per perdita del controllo di Petromar Lda (17 milioni di euro). Le altre variazioni di 47 milioni di euro comprendono la riclassifica ad attività materiali dello pseudo-working gas della Stoccaggi Gas Italia SpA perché da una recente analisi tecnica svoltasi con la collaborazione del Politecnico di Torino e con il Ministero per lo Sviluppo Economico, questo gas è risultato non più erogabile e reiniettabile in un ciclo annuale di stoccaggio (113 milioni di euro).

11 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Imprese italiane	297	399
Imprese estere	170	150
	467	**549**

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
IVA	431	581
Accise e imposte di consumo	192	239
Altre imposte e tasse	315	568
	938	**1.388**

L'incremento delle Altre imposte e tasse di 253 milioni di euro è riferito ad imprese estere per 262 milioni di euro, di cui 240 milioni di euro relativi ad imprese estere del settore Exploration & Production.

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	626	1.562
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	210	157
Altre attività	514	607
	1.350	**2.326**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(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				16	50	
Currency swap	123	1.357	4.411	204	5.819	833
Altri	1	80	162	2	116	
	124	**1.437**	**4.573**	**222**	**5.985**	**833**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap				6		1.885
				6		**1.885**
Contratti su merci						
Over The Counter	383	2.739	525	1.181	5.644	4.378
Future	33	418		68	452	438
Altri	86		448	85		581
	502	**3.157**	**973**	**1.334**	**6.096**	**5.397**
	626	**4.594**	**5.546**	**1.562**	**12.081**	**8.115**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.562 milioni di euro (626 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 1.450 milioni di euro (596 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 112 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 157 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito essenzialmente al settore Gas & Power (154 milioni di euro) per operazioni in derivati su commodity poste in essere con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 25 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 20 - Altre attività non correnti e n. 30 - Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 3.297 e 610 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di 607 milioni di euro (514 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 260 milioni di euro (155 milioni di euro al 31 dicembre 2010), per premi assicurativi di 64 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e per affitti e canoni di 18 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Attività non correnti

14 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	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010											
Terreni	618	3			18	4		22	665	693	28
Fabbricati	785	35	(94)	(1)	19	21		67	832	3.194	2.362
Impianti e macchinari	39.858	3.280	(6.755)	(150)	(652)	1.721		5.689	42.991	108.464	65.473
Attrezzature industriali e commerciali	787	115	(170)			17		242	991	2.309	1.318
Altri beni	543	143	(122)		74	18		516	1.172	2.583	1.411
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.174	8.732		(106)	(58)	833		(5.822)	20.753	22.369	1.616
	59.765	**12.308**	**(7.141)**	**(257)**	**(599)**	**2.614**		**714**	**67.404**	**139.612**	**72.208**
31.12.2011											
Terreni	665	9			100	(9)	(2)	8	771	799	28
Fabbricati	832	305	(131)	(40)		12	(9)	458	1.427	3.544	2.117
Impianti e macchinari	42.991	3.704	(6.094)	(601)	16	866	(209)	6.821	47.494	121.166	73.672
Attrezzature industriali e commerciali	991	383	(206)	(2)		(5)		(702)	459	1.789	1.330
Altri beni	1.172	117	(113)	(5)	(116)	6	(1)	(231)	829	2.308	1.479
Immobilizzazioni in corso e acconti	20.753	7.140		(243)		523		(5.575)	22.598	24.257	1.659
	67.404	**11.658**	**(6.544)**	**(891)**		**1.393**	**(221)**	**779**	**73.578**	**153.863**	**80.285**

Gli investimenti di 11.658 milioni di euro (12.308 milioni di euro nel 2010) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production per 8.162 milioni di euro (8.622 milioni di euro nel 2010), Gas & Power per 1.281 milioni di euro (1.251 milioni di euro nel 2010), Ingegneria & Costruzioni per 1.084 milioni di euro (1.541 milioni di euro nel 2010) e Refining & Marketing per 860 milioni di euro (704 milioni di euro nel 2010) e comprendono oneri finanziari per 147 milioni di euro (186 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (79 milioni di euro), Gas & Power (36 milioni di euro), Refining & Marketing (16 milioni di euro) e Ingegneria & Costruzioni (12 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra l'1% e il 3,7% (0,8% e il 4,8% al 31 dicembre 2010).
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 891 milioni di euro (257 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Svalutazioni:		
- Refining & Marketing	72	484
- Exploration & Production	123	189
- Petrolchimica	52	174
- Altri settori	10	44
	257	**891**
Effetto fiscale:		
- Refining & Marketing	28	194
- Exploration & Production	49	65
- Petrolchimica	15	47
- Altri settori	3	3
	95	**309**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Refining & Marketing	44	290
- Exploration & Production	74	124
- Petrolchimica	37	127
- Altri settori	7	41
	162	**582**

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 - CGU). 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 Authorities 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, dagli stabilimenti, dai depositi 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, suddivisi per business stabilimento, e relative facilities; (v) per il settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit E&C Offshore e E&C Onshore e Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, 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; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU Petrolchimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di investimenti di mantenimento e di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; e) per gli asset dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base (RAB) dell'ultimo anno del piano; (iii) 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 adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione). In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni dell'impairment test è 85 dollari/barile in moneta reale 2015.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte 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 2011 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2010 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity Eni da parte del mercato attenuato dall'incremento dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, aumento del rendimento risk-free a causa del maggiore premio Italia e incremento del rischio Paese che riflette il portafoglio Eni. I WACC adjusted 2011 sono compresi tra il 7,5% 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.

L'entità delle svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di 484 milioni di euro riflette il ridimensionamento considerevole delle prospettive di redditività del business a causa degli elevati costi della carica petrolifera, eccesso di capacità e delle aspettative di debole andamento della domanda di prodotti penalizzata dalla contrazione economica. Sulla base di tali driver, il management ha proceduto a svalutare in massima parte gli impianti di raffinazione adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso considerando le proiezioni di margini di raffinazione negativi a breve e medio termine. Altre svalutazioni minori di immobilizzazioni hanno riguardato una rete di distribuzione carburanti, linee di business marginali nonché gli investimenti di sicurezza e mantenimento eseguiti nell'anno su asset in precedenza svalutati. Nelle svalutazioni di maggiore significatività che hanno riguardato due CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset è stato l'8% che equivale al tasso pre-tax del 10,7-10,9%.

Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni di 189 milioni di euro che hanno riguardato principalmente proprietà a gas negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario prezzi e di revisioni negative delle riserve. Nella svalutazione di maggiore significatività che ha riguardato una sola CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso dell'asset è stato il 7,5% che equivale al tasso pre-tax del 9,7%. Nella Petrolchimica le svalutazioni di 174 milioni di euro hanno riguardato una linea di business marginale priva di prospettive di redditività e l'importo degli investimenti dell'anno eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'inclusione nell'area di consolidamento per acquisizione del 100% della Terminal Portuário do Guarujá SA (100 milioni di euro) e, in diminuzione all'esclusione dall'area di consolidamento per perdita del controllo della Petromar Lda (99 milioni di euro).

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.393 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.337 milioni di euro).

La riclassifica ad attività destinate alla vendita di 221 milioni di euro è riferita per 206 milioni di euro ad asset non strategici del settore Exploration & Production.

Le altre variazioni di 779 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti (740 milioni di euro) e la riclassifica da rimanenze (113 milioni di euro) e da rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo (1 milione di euro) dello pseudo-working gas della Stoccaggi Gas Italia SpA perché da una recente analisi tecnica svoltasi con la collaborazione del Politecnico di Torino e con il Ministero per lo Sviluppo Economico, questo gas è risultato non più erogabile e reiniettabile in un ciclo annuale di stoccaggio. La rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti di 740 milioni di euro è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production per 874 milioni di euro e, in diminuzione, alla Stoccaggi Gas Italia SpA per 137 milioni di euro. La variazione relativa alla Stoccaggi Gas Italia SpA è connessa alla circostanza che a partire dal 1° gennaio 2011, con effetto prospettico, è stata adeguata la tempistica degli esborsi a fronte degli oneri per lo smantellamento e il ripristino siti di stoccaggio, rettificando in aumento di 20 anni (corrispondenti alla durata delle possibili proroghe) la stima dei tempi previsti per l'estinzione delle obbligazioni. Tale modalità di calcolo è coerente con la remunerazione dei costi ai fini tariffari, riconosciuta da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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
31.12.2010						
Congo	1.164			(7)	91	1.248
USA	882		(84)	(150)	70	718
Turkmenistan	649			(12)	51	688
Algeria	452			(43)	37	446
Altri Paesi	231			(61)	(9)	161
	3.378		**(84)**	**(273)**	**240**	**3.261**
31.12.2011						
Congo	1.248			(8)	40	1.280
Nigeria		697			61	758
Turkmenistan	688			(70)	17	635
Algeria	446	57		(34)	16	485
USA	718		(64)	(458)	21	217
Altri Paesi	161			(34)	(6)	121
	3.261	**754**	**(64)**	**(604)**	**149**	**3.496**

Le acquisizioni hanno riguardato l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi in Nigeria e in Algeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 6.186 e 6.816 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 27 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 724 milioni di euro (753 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 19 milioni di euro (27 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 14 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 5 milioni di euro.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	85.494	96.561
- Gas & Power	22.510	23.655
- Refining & Marketing	14.177	14.884
- Petrolchimica	5.226	5.438
- Ingegneria & Costruzioni	10.714	11.809
- Altre attività	1.614	1.617
- Corporate e società finanziarie	372	422
- Eliminazione utili interni	(495)	(523)
	139.612	**153.863**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	44.973	51.034
- Gas & Power	8.634	9.138
- Refining & Marketing	9.411	10.126
- Petrolchimica	4.236	4.478
- Ingegneria & Costruzioni	3.292	3.840
- Altre attività	1.536	1.541
- Corporate e società finanziarie	201	226
- Eliminazione utili interni	(75)	(98)
	72.208	**80.285**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	40.521	45.527
- Gas & Power	13.876	14.517
- Refining & Marketing	4.766	4.758
- Petrolchimica	990	960
- Ingegneria & Costruzioni	7.422	7.969
- Altre attività	78	76
- Corporate e società finanziarie	171	196
- Eliminazione utili interni	(420)	(425)
	67.404	**73.578**

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Greggio e prodotti petroliferi	1.874	2.284
Gas naturale	150	149
	2.024	**2.433**

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane per 2.010 e 2.418 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011, riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

15 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria	631	1.038	(1.235)		52	52	538	2.323	1.785
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	38	(87)			61	150	1.374	1.224
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	671	40	(160)		1	23	575	2.410	1.835
- Accordi per servizi in concessione	3.412	300	(134)	(10)	6	(12)	3.562	6.205	2.643
- Immobilizzazioni in corso e acconti	581	138		(1)		(60)	658	664	6
- Altre attività immateriali	1.626	8	(128)		9	(1)	1.514	2.048	534
	7.059	**1.562**	**(1.744)**	**(11)**	**68**	**63**	**6.997**	**15.024**	**8.027**
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	4.410			(430)	17	178	4.175		
	11.469	**1.562**	**(1.744)**	**(441)**	**85**	**241**	**11.172**		
31.12.2011									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria	538	1.245	(1.244)		17	8	564	2.634	2.070
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	150	37	(85)	(2)	(1)	57	156	1.474	1.318
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	575	10	(159)			421	847	2.827	1.980
- Accordi per servizi in concessione	3.562	308	(142)		(13)	(25)	3.690	6.361	2.671
- Immobilizzazioni in corso e acconti	658	171				(581)	248	254	6
- Altre attività immateriali	1.514	9	(128)		7	20	1.422	2.074	652
	6.997	**1.780**	**(1.758)**	**(2)**	**10**	**(100)**	**6.927**	**15.624**	**8.697**
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	4.175			(152)	2	(2)	4.023		
	11.172	**1.780**	**(1.758)**	**(154)**	**12**	**(102)**	**10.950**		

I costi per attività mineraria di 564 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 1.017 milioni di euro (1.009 milioni di euro nell'esercizio 2010).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 847 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (705 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (81 milioni di euro).

Gli accordi per servizi in concessione di 3.690 milioni di euro riguardano principalmente l'attività di distribuzione del gas in Italia per 3.618 milioni di euro (3.492 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'attività di distribuzione gas in Italia è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel corso del 2011 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale un apposito decreto con il quale sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale (ATM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni. Alla scadenza delle precedenti concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione al gestore subentrante, è riconosciuto un valore di rimborso 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. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. I contributi pubblici portati a decremento degli accordi per servizi in concessione ammontano a 756 milioni di euro (729 milioni al 31 dicembre 2010).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.422 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la customer relationship e i contratti attivi in essere (order backlog) per complessivi 1.036 milioni di euro (1.140 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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) l'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 248 milioni di euro (241 milioni di euro al 31 dicembre 2010), il cui test di valutazione ha confermato la tenuta del valore di libro; (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA per 60 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (iv) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da

Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per 50 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010 per la Val d'Agri).

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
Accordi per servizi in concessione	2 - 20
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di 152 milioni di euro sono riferite essenzialmente al settore Gas & Power (149 milioni di euro) come descritto di seguito.
Il saldo finale della voce goodwill di 4.023 milioni di euro (4.175 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di 726 milioni di euro e si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
- Gas & Power	3.000	2.845
- Ingegneria & Costruzioni	749	749
- Exploration & Production	262	270
- Refining & Marketing	164	159
	4.175	**4.023**

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano collettivamente di tali sinergie. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).
I flussi di cassa sono 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; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; d) per le CGU trasporto Italia, distribuzione e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della Regulatory Asset Base (RAB) dell'ultimo anno del piano; (iii)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 adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione). In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni dell'impairment test è 85 dollari/barile in moneta reale 2015.

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 2011 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2010 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity Eni da parte del mercato attenuato dall'incremento dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, aumento del rendimento risk-free a causa del maggiore premio Italia e incremento del rischio Paese che riflette il portafoglio Eni. I WACC adjusted 2011 sono compresi tra il 7,5% e il 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 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 per il motivo che 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% e un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto invariato il WACC adjusted rispetto al 2010 per effetto della circostanza che la riduzione del rischio equity specifico del settore Gas & Power è risultata meno marcata di quella del settore Oil ed è stata compensata dall'aumento degli altri parametri finanziari del costo del

capitale; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8,5% in riduzione di mezzo punto percentuale rispetto al 2010 a causa del minore premio per il rischio equity; (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)	31.12.2010	31.12.2011
Mercato gas Italia	767	767
Mercato gas estero	1.918	1.763
- di cui mercato europeo	*1.722*	*1.668*
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	3.000	**2.845**

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas SpA, operante nei settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro). In sede di impairment test la CGU mercato gas Italia conferma la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.
Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas ed è stato attribuito a tale CGU alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente e indirettamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Est Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Nel 2011 tale goodwill è stato incrementato di 95 milioni di euro a seguito dell'allocazione definitiva del goodwill derivante dall'acquisizione nel 2010 di Altergaz SA in Francia. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha rilevato la svalutazione di 149 milioni di euro del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo considerando le ridotte prospettive di redditività del business gas a breve e a medio termine.
Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle due CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso di crescita finale. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che, con particolare riguardo alla CGU mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda penalizzata dal quadro economico recessivo, forte pressione competitiva alimentata dall'oversupply e crescente rischio commerciale. La CGU Mercato Europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2011 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionato oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Per la CGU Mercato Europeo, il management assume nel nuovo arco di piano rispetto al piano precedente: (i) una riduzione media del 25% dei margini unitari previsti per le vendite rilevanti ai fini della valutazione della CGU in oggetto; (ii) volumi di vendita medi inferiori del 3%; (iii) un tasso di attualizzazione e un tasso di crescita invariati. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas e l'entità della svalutazione della CGU mercato europeo incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. Nel corso del 2011 Eni ha concluso alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; il management ha finalizzato nel primo trimestre 2012 altre importanti rinegoziazioni i cui effetti economici saranno retroattivi dall'inizio del 2011 (v. nota n. 45 - Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio).
La stima del valore terminale delle due CGU è stata eseguita con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero per entrambe le CGU. Il valore d'uso della CGU mercato europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,5% che corrisponde al tasso pre-tax del 9,3% (valori invariati rispetto all'esercizio precedente); per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax del 13,1% (nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,7%).
L'eccedenza del valore d'uso della CGU mercato gas Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 298 milioni di euro si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 27,1% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 27,1% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3,3 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,4%. Il valore d'uso della CGU mercato 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 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 ipotizzabile nessuna ragionevole modifica nelle assunzioni fatte che determina l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	318	315
Altre	16	19
	749	**749**

Il goodwill di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues offshore SA, ora Saipem SA (710 milioni di euro), allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due 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 d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax dell'8,5% (9% nel 2010) che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,1% per la E&C Offshore e del 12,1% per la E&C Onshore (11,8% e 13% rispettivamente nel 2010). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di 4.942 milioni di euro rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 57% del risultato operativo; (ii) incremento di circa 9 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 E&C Onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU E&C 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 270 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 (Algeria); (ii) nel settore Refining & Marketing (159 milioni di euro), il goodwill riguarda per 63 milioni di euro le reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 nella Repubblica Ceca, in Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono rimaste invariate rispetto all'esercizio precedente, per 76 milioni di euro la rete commerciale acquisita in Austria nel 2010 e per 20 milioni di euro attività marginali in Italia e nel resto d'Europa per le quali è stata rilevata una svalutazione di 3 milioni di euro.

17 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	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2010									
Partecipazioni in imprese controllate	217	32	(3)	75	(18)	(38)	9	(18)	256
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.327	44	(526)	379	(124)	(312)	124	(177)	2.735
Partecipazioni in imprese collegate	2.284	187	(33)	263	(7)	(130)	81	32	2.677
	5.828	**263**	**(562)**	**717**	**(149)**	**(480)**	**214**	**(163)**	**5.668**
31.12.2011									
Partecipazioni in imprese controllate	256	8	(19)	35	(7)	(39)	4	(16)	222
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.735	93	(35)	376	(68)	(276)	45	(268)	2.602
Partecipazioni in imprese collegate	2.677	134	(34)	267	(31)	(138)	45	99	3.019
	5.668	**235**	**(88)**	**678**	**(106)**	**(453)**	**94**	**(185)**	**5.843**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 235 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd (129 milioni di euro) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto: 13,6%) e le sottoscrizioni del capitale delle società neo costituite Zagoryanska Petroleum BV (30 milioni di euro), Est Più Società per Azioni (29 milioni di euro) e Pokrovskoe Petroleum BV (26 milioni di euro).
Le cessioni e rimborsi di 88 milioni di euro riguardano essenzialmente il rimborso di capitale di Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (34 milioni di euro) e la cessione di Viscolube SpA (32 milioni di euro).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2010			31.12.2011		
[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	116	126	50,00	152	148	50,00
- Galp Energia SGPS SA	147	55	33,34	144	39	33,34
- United Gas Derivatives Co	47	44	33,33	49	44	33,33
- PetroSucre SA	15	7	26,00	37		26,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	36		50,00	34	9	50,00
- Unimar Llc	18	23	50,00	32		50,00
- Saipon Snc	24		60,00	31		60,00
- Eni BTC Ltd	37	35	100,00	28	34	100,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	26	24	49,00	23	26	49,00
- Supermetanol CA		15	34,51	17	25	34,51
- Trans Austria Gasleitung GmbH	98	67	89,00			
- Altre	153	84		131	128	
	717	**480**		**678**	**453**	

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2010		31.12.2011	
[milioni di euro]	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			30	50,00
- GreenStream BV			23	50,00
- Enirepsa Gas Ltd			14	50,00
- CARDÓN IV SA	40	50,00	12	50,00
- Pokrovskoe Petroleum BV			9	30,00
- Artic Russia BV	14	60,00	7	60,00
- Immobiliare Est SpA	10	100,00	1	100,00
- Super Octanos CA	36	49,00		
- Starstroi Llc	14	50,00		
- Altergaz SA	10	41,62		
- Altre	25		10	
	149		**106**	

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto per la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH sono relative al ridimensionamento delle prospettive di redditività nel settore europeo del gas; per la GreenStream BV riflettono i minori risultati dovuti al blocco delle esportazioni di gas dalla Libia durante la fase acuta della crisi interna del Paese durata circa 6 mesi. Il GreenStream è stato riattivato nell'ultima parte dell'anno.

Le altre variazioni di 185 milioni di euro riguardano essenzialmente l'azzeramento, rilevato a conto economico nella voce Proventi (Oneri) su partecipazioni, del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulle relative CGU per le aspettative reddituali negative della raffinazione (157 milioni di euro) e, in aumento, l'inserimento tra le partecipazioni in imprese controllate di Eni Medio Oriente SpA a seguito dell'esclusione dall'area di consolidamento per sopravvenuta irrilevanza (11 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2011 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	104	34.000.000	100,00	100	34.000.000	100,00
- Eni BBI Ltd	28	1.200.000	100,00		1	100,00
- Altre [*]	124			122		
	256			**222**		
Imprese a controllo congiunto:						
- Blue Stream Pipeline Co BV	435	1.000	50,00	476	1.000	50,00
- Unión Fenosa Gas SA	468	273.100	50,00	465	273.100	50,00
- Artic Russia BV	445	12.000	60,00	428	12.000	60,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	172	54.150.000	49,00	169	54.150.000	49,00
- Toscana Energia SpA	155	70.304.854	48,13	159	70.304.854	48,08
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	160	150.846.500	49,00	130	116.546.500	49,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	175.000	50,00	130	175.000	50,00
- GreenStream BV	147	100.000.000	50,00	128	100.000.000	50,00
- Unimar Llc	74	50	50,00	111	50	50,00
- CARDÓN IV SA	17	4.305	50,00	74	6.455	50,00
- Supermetanol CA	66	49.000.000	34,51	59	49.000	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	43	38.445.008	49,00	45	38.445.008	49,00
- Zagoryanska Petroleum BV				32	10.800	60,00
- Est Più Società per Azioni				30	2.940.000	70,00
- Saipon Snc	21	12.000	60,00	30	12.000	60,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	285	1	50,00			
- Starstroi Llc	19	1	50,00			
- Altre [*]	100			136		
	2.735			**2.602**		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	1.005	276.472.161	33,34	1.103	276.472.161	33,34
- Angola LNG Ltd	841	961.209.900	13,60	1.008	1.141.284.004	13,60
- PetroSucre SA	198	26.000	26,00	244	5.727.800	26,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH				237	1	50,00
- United Gas Derivatives Co	94	950.000	33,33	102	950.000	33,33
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.662.121	20,00	68	1.933.662.121	20,00
- ACAM Gas SpA	48	3.336.410	49,00	48	3.336.410	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	32	50.303.329	31,35	31	50.303.329	31,35
- Termica Milazzo Srl	40	9.296.400	40,00	26	9.296.400	40,00
- Gaz de Bordeaux SAS	27	257.576	34,00	26	257.576	34,00
- Rosetti Marino SpA	24	800.000	20,00	25	800.000	20,00
- Ceska Rafinerska AS	189	303.301	32,44		303.301	32,44
- Altre [*]	111			101		
	2.677			**3.019**		
	5.668			**5.843**		

[*] Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 512 milioni di euro, di cui goodwill 354 milioni di euro, riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA per 195 milioni di euro (goodwill), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per 174 milioni di euro (goodwill 16 milioni di euro) e a Galp Energia SGPS SA per 106 milioni di euro (goodwill).

Il valore di mercato al 31 dicembre 2011 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	11,38	**3.146**

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 151 milioni di euro (124 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferito alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	59	100
Southern Gas Constructors Ltd	31	11
Charville - Consultores e Serviços Lda	12	7
Altre	22	33
	124	**151**

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
31.12.2010							
Imprese controllate	44		2	(17)	29	29	
Imprese collegate	8		1	1	10	18	8
Altre imprese	364	4	16	(1)	383	390	7
	416	**4**	**19**	**(17)**	**422**	**437**	**15**
31.12.2011							
Imprese controllate	29	2	(1)	(27)	3	3	
Imprese collegate	10		(10)	13	13	21	8
Altre imprese	383	8	7	(15)	383	390	7
	422	**10**	**(4)**	**(29)**	**399**	**414**	**15**

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 399 milioni di euro (422 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate (*)	**29**			**3**		
Imprese collegate	**10**			**13**		
Altre imprese:						
- Interconnector (UK) Ltd	136	2.050.017	16,07	136	2.050.017	16,07
- Nigeria LNG Ltd	89	118.373	10,40	91	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	79	213.995.164	10,99	73	213.995.164	10,99
- Altre (*)	79			83		
	383			**383**		
	422			**399**		

(*) 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 21 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	19	16
Eni BB Ltd (in liquidazione)	28	
Altre	29	5
	76	**21**

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:

	31.12.2010			31.12.2011		
(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	2.383	5.711	5.087	2.393	5.655	6.165
Totale passività	2.193	3.022	2.410	2.279	3.085	3.144
Ricavi netti	113	3.497	5.134	86	3.011	6.347
Utile operativo	(9)	434	323	(2)	484	316
Utile dell'esercizio	32	252	225	41	299	234

Il totale attività e il totale passività relative alle imprese controllate non consolidate di 2.393 e 2.279 milioni di euro (2.383 e 2.193 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per 2.208 e 2.096 milioni di euro (2.172 milioni di euro e 2.054 milioni di euro al 31 dicembre 2010); l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Queste imprese sono escluse dall'area di consolidamento per le motivazioni indicate alla nota n. 1 - Criteri di redazione.

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.488	1.516
Titoli strumentali all'attività operativa	35	62
	1.523	**1.578**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.516 milioni di euro (1.488 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (826 milioni di euro), Gas & Power (517 milioni di euro) e Refining & Marketing (83 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 47 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2010). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 694 milioni di euro.

I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE.

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	Totale
Credito residuo	31	47	78
Quota interessi	5	5	10
Valore nominale dei canoni futuri	36	52	88

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. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.338 milioni di euro (1.128 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 896 milioni di euro (823 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.574 milioni di euro. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,7% e il 3,1% (0,8% e 4,1% al 31 dicembre 2010).
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.
I titoli di 62 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 26 milioni di euro e da Stati esteri per 36 milioni di euro, di cui, Belgio 10 milioni di euro, Spagna 9 milioni di euro e Francia 5 milioni di euro.
I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 24 milioni di euro.
La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

10 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.045 milioni di euro (3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
	4.864	2.036	(882)	145	(649)	**5.514**

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 29 - Passività per imposte differite.
Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	14	16
- per interessi su crediti d'imposta	65	66
	79	**82**
- Amministrazioni finanziarie estere	106	72
	185	**154**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	800	535
- altri	224	258
	1.024	**793**
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	420	714
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	102	33
Altre attività	1.624	2.531
	3.355	**4.225**

Le attività di disinvestimento di 535 milioni di euro comprendono: (i) il credito residuo di 302 milioni di euro per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso avviene attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2011 sono stati ritirati nove carichi di prodotti petroliferi per l'importo complessivo di circa 187 milioni di euro (260 milioni di dollari USA). A gennaio 2012 è stato ritirato un ulteriore carico per un valore di 29 milioni di dollari USA. Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi; (ii) la quota a lungo termine del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi 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 (220 milioni di euro). Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che è attesa per la fine dell'anno 2012 o per i primi mesi del 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(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	171	714	95	277	948	219
Currency swap	11	83	99	16	197	
	182	**797**	**194**	**293**	**1.145**	**219**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	83	691	3.615	82	713	300
	83	**691**	**3.615**	**82**	**713**	**300**
Contratti su merci						
Over The Counter	134	1.578	119	326	3.010	922
Future				2	120	
Altri	21		54	11		116
	155	**1.578**	**173**	**339**	**3.130**	**1.038**
	420	**3.066**	**3.982**	**714**	**4.988**	**1.557**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 714 milioni di euro (420 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 680 milioni di euro (392 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 34 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti

finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 33 milioni di euro (102 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 13 - Altre attività correnti e n. 25 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 204 e 379 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di 2.531 milioni di euro (1.624 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi per 2.227 milioni di euro (1.436 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'incremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto all'attivazione della clausola di take-or-pay sui contratti di approvvigionamento, al netto degli utilizzi dell'anno. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati, rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine, una volta superati gli squilibri correnti del mercato del gas, facendo leva sui trend consolidati di sviluppo della domanda e sulla progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni e al rafforzamento della leadership in Europa.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Banche	1.950	786
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	4.244	2.997
Altri finanziatori	321	676
	6.515	**4.459**

Il decremento di 2.056 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ai rimborsi netti (2.481 milioni di euro) e, in aumento, all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione delle società Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport GmbH ed Eni Gas Transport International SA (170 milioni di euro), nonché alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (138 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.997 milioni di euro (4.244 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance International SA per 2.111 milioni di euro ed Eni Finance USA Inc per 886 milioni di euro.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	2.919	2.896
Dollaro USA	3.403	1.430
Altre valute	193	133
	6.515	**4.459**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,7% e dell'1,1%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2011.
Al 31 dicembre 2011, Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.551 e 9.346 milioni di euro (rispettivamente 2.498 e 7.860 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.
Al 31 dicembre 2011 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

22 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Debiti commerciali	13.111	13.436
Acconti e anticipi	3.139	2.313
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.856	2.280
- altri debiti	4.469	4.883
	6.325	**7.163**
	22.575	**22.912**

L'incremento dei debiti commerciali di 325 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (708 milioni di euro) e, in diminuzione, al settore Refining & Marketing (309 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 2.313 milioni di euro (3.139 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano anticipi per lavori in corso su ordinazione per 1.037 milioni di euro, acconti per lavori in corso su ordinazione per 795 milioni di euro (rispettivamente 1.539 e 1.042 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e altri acconti e anticipi per 481 milioni di euro (558 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni. Gli altri acconti e anticipi comprendono gli anticipi di 42 milioni di euro (251 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ricevuti da clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro il prossimo esercizio.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.224	1.544
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	304	468
- altri	328	268
	1.856	**2.280**
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.078	2.356
- personale	571	589
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	261	269
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	628	137
- altri	931	1.532
	4.469	**4.883**
	6.325	**7.163**

Gli altri debiti di 1.532 milioni di euro (931 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono il debito verso i fornitori di gas di 719 milioni di euro (214 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay sui contratti di approvvigionamento, al netto dei pagamenti eseguiti nell'esercizio.
I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 42 - 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.

23 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Imprese italiane	300	390
Imprese estere	1.215	1.702
	1.515	**2.092**

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 – Imposte sul reddito.

24 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Accise e imposte di consumo	930	1.049
Altre imposte e tasse	729	847
	1.659	**1.896**

25 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	656	1.668
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	475	121
Altre passività	489	448
	1.620	**2.237**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	162	4.776	1.582	448	3.979	8.076
Interest currency swap	18	116		6	116	
Altri	1	141	29	1		23
	181	**5.033**	**1.611**	**455**	**4.095**	**8.099**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	11	25	1.504	3		735
	11	**25**	**1.504**	**3**		**735**
Contratti su merci						
Over The Counter	354	430	2.277	1.066	3.829	4.620
Future	10		161	63	418	173
Altri	100		442	81		548
	464	**430**	**2.880**	**1.210**	**4.247**	**5.341**
	656	**5.488**	**5.995**	**1.668**	**8.342**	**14.175**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.668 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 1.587 milioni di euro (621 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 80 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato; (iii) per 1 milione di euro derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 121 milioni di euro (475 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power per 119 milioni di euro (settore Gas & Power per 244 milioni di euro e settore Exploration & Production per 231 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Le operazioni di copertura del settore Exploration & Production sono terminate nel 2011 con il settlement di derivati corrispondenti a 9 milioni di barili a chiusura della transazione per originari 125,7 milioni di barili. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 30 - Altre passività non correnti e n. 20 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 3.409 e 452 milioni di euro (rispettivamente 1.805 e 849 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Passività non correnti

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)

		Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	**Scadenza**	**2010**	**2011**	**Scad. 2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Oltre**	**Totale**
Banche	**2012-2029**	7.224	9.654	1.601	1.329	3.681	629	1.285	1.129	8.053
Obbligazioni ordinarie	**2012-2040**	13.572	15.049	397	1607	1.337	2.231	1.492	7.985	14.652
Altri finanziatori	**2012-2023**	472	435	38	57	46	48	48	198	397
		21.268	**25.138**	**2.036**	**2.993**	**5.064**	**2.908**	**2.825**	**9.312**	**23.102**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 25.138 milioni di euro (21.268 milioni di euro al 31 dicembre 2010) aumentano di 3.870 milioni di euro. La variazione comprende assunzioni nette per 3.585 milioni di euro e differenze 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 143 milioni di euro.

I debiti verso banche di 9.654 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito committed per 4.107 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 435 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano per 15 milioni di euro operazioni di leasing finanziario (17 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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 di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Nel 2011 Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni similari a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.685 milioni di euro e a 2.316 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 15.049 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 10.802 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 4.247 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	61	1.561	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	9	1.509	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	68	1.318	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	(1)	1.249	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	33	1.033	EUR		2018		3,500
Eni Finance International SA	539	11	550	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	459	3	462	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Finance International SA	300	7	307	EUR	2017	2031	3,750	5,600
Eni Finance International SA	197	3	200	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
Eni Finance International SA	35		35	USD		2013		variabile
	10.546	**256**	**10.802**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.109	(5)	1.104	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	(9)	991	EUR		2015		variabile
Eni SpA	215		215	EUR		2017		variabile
Eni SpA	348	1	349	USD		2020		4,150
Eni SpA	271		271	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	309	(4)	305	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP		2013		variabile
	4.253	**(6)**	**4.247**					
	14.799	**250**	**15.049**					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 1.705 milioni di euro e riguardano Eni Spa per 1.545 milioni di euro, Eni Finance International SA per 159 milioni di euro e Eni UK Holding Plc per 1 milione di euro. Nel corso del 2011 sono state emesse nuove obbligazioni per 1.493 milioni di euro, di cui Eni SpA per 1.319 milioni di euro e Eni Finance International SA per 174 milioni di euro. Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2010 (milioni di euro)	Tasso medio (%)	31.12.2011 (milioni di euro)	Tasso medio (%)
Euro	18.895	3,5	22.196	3,2
Dollaro USA	1.415	5,7	1.926	5,0
Lira sterlina	527	5,5	551	5,3
Yen giapponese	426	2,0	462	2,0
Altre valute	5	6,8	3	6,3
	21.268		**25.138**	

Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 3.201 milioni di euro (4.901 milioni di euro al 31 dicembre 2010). 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 27.103 milioni di euro (22.607 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Obbligazioni ordinarie	14.790	16.895
Banche	7.306	9.727
Altri finanziatori	511	481
	22.607	**27.103**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,7% e il 3,1% (0,8% e il 4,1% al 31 dicembre 2010).

Al 31 dicembre 2011 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549		1.549	1.500		1.500
B. Titoli disponibili per la vendita	109		109	37		37
C. Liquidità (A+B)	**1.658**		**1.658**	**1.537**		**1.537**
D. Crediti finanziari	**6**		**6**	**28**		**28**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	1.950		1.950	786		786
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	499	6.725	7.224	1.601	8.053	9.654
G. Prestiti obbligazionari	410	13.162	13.572	397	14.652	15.049
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	127		127	503		503
I. Altre passività finanziarie a breve termine	4.438		4.438	3.170		3.170
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	54	418	472	38	397	435
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**7.478**	**20.305**	**27.783**	**6.495**	**23.102**	**29.597**
N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)	**5.814**	**20.305**	**26.119**	**4.930**	**23.102**	**28.032**

I titoli disponibili per la vendita di 37 milioni di euro (109 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 287 milioni di euro (308 milioni di euro al 31 dicembre 2010) relativi per 220 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 28 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 630 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 345 milioni di euro (470 milioni di euro al 31 dicembre 2010) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e 250 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2010) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	5.741		803	253	(153)		157	(21)	6.780
Fondo rischi ambientali	3.104	206		(3)	(194)	(22)		(7)	3.084
Fondo rischi per contenziosi	692	241			(123)	(81)	9	336	1.074
Fondo per imposte	357	66			(49)	(1)	8	(37)	344
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	398	4			(59)				343
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	200	53				(28)		(53)	172
Fondo esodi agevolati	202	99			(121)	(19)	1	1	163
Fondo contratti onerosi	108	77			(64)		3	1	125
Fondo mutua assicurazione OIL	79	20				(1)			98
Fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali	22	59			(21)		1	(1)	60
Fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzate	31							23	54
Fondo approvvigionamento merci	288	39		(3)	(33)	(2)		(261)	28
Altri fondi (*)	570	232			(132)	(92)	(2)	(166)	410
	11.792	**1.096**	**803**	**247**	**(949)**	**(246)**	**177**	**(185)**	**12.735**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di 6.780 milioni di euro rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (6.404 milioni di euro). La rilevazione iniziale e variazione di stima di 803 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono del settore Exploration & Production per 918 milioni di euro, alla rilevazione di social project da parte di Eni SpA a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico per 19 milioni di euro e, in diminuzione, alla revisione del timing degli esborsi a fronte degli oneri per lo smantellamento e il ripristino dei siti di stoccaggio della Stoccaggi Gas Italia SpA per 137 milioni di euro (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 16 - Attività immateriali). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 253 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra l'1,4% e il 9,3% (2,1% e 8,9% al 31 dicembre 2010). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa trent'anni a partire dal 2017.

Il fondo rischi ambientali di 3.084 milioni di euro accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi delle opere e degli impianti di bonifica e ripristino delle aree di proprietà o in concessione di siti dismessi. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Il fondo rischi ambientali accoglie l'accantonamento effettuato nel 2010 di 1.109 milioni di euro relativo all'istanza presentata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 26 gennaio 2011 per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 DL 208 del 2008, del quale è in corso l'istruttoria, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS). Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita principalmente alla Syndial SpA (2.497 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (404 milioni di euro). Gli accantonamenti di 206 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (142 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (35 milioni di euro). Gli utilizzi a fronte oneri di 194 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (88 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (75 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 1.074 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 (555 milioni di euro) e la Syndial SpA (281 milioni di euro). L'accantonamento di 241 milioni di euro comprende l'onere di 69 milioni di euro connesso all'adeguamento del fondo a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea di cui si dà notizia alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi. Gli utilizzi a fronte oneri e gli utilizzi per esuberanza comprendono rispettivamente 65 e 10 milioni di euro a fronte della chiusura del contenzioso Agrifactoring/Serfactoring. Le altre variazioni di 336 milioni di euro comprendono la riclassifica dal fondo rischi approvvigionamento merci di Eni SpA (261 milioni di euro).

Il fondo per imposte di 344 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 (254 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (64 milioni di euro).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 343 milioni di euro accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione del Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio 90 milioni di euro di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati una parte dei suddetti rischi.
Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 172 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 17 - Partecipazioni).
Il fondo esodi agevolati di 163 milioni di euro è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito della procedura di collocamento in mobilità del personale italiano nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991. L'accantonamento di 99 milioni di euro è riferito principalmente all'adeguamento della passività determinata dalla revisione dei requisiti pensionistici introdotti dalla Legge 214/2011.
Il fondo per contratti onerosi di 125 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 e accoglie in particolare le perdite attese da un progetto di rigassificazione negli Stati Uniti.
Il fondo mutua assicurazione OIL di 98 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 rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali di 60 milioni di euro è riferito al settore Ingegneria & Costruzioni (45 milioni di euro) e al settore Exploration & Production (15 milioni di euro).
Il fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzato di 54 milioni di euro accoglie gli oneri rilevati dalla Snam Rete Gas SpA in contropartita alla variazione delle rimanenze, derivanti dalla differenza tra le quantità stimate di Gas Non Contabilizzato (GNC) da rilevare nel 2012 e nel 2013, rispetto alle quantità che gli utenti dovranno corrispondere in natura a copertura delle quantità di GNC per lo stesso periodo.
Il fondo approvvigionamento merci di 28 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA. Le altre variazioni di 261 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi per contenziosi.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
TFR	423	394
Piani pensione esteri	295	334
Fisde e altri piani medici esteri	108	104
Altri fondi per benefici ai dipendenti	206	207
	1.032	**1.039**

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, in Germania e nel Regno Unito. 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) e 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, il piano di incentivazione di lungo termine 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. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) sostituisce le precedenti assegnazioni di stock option e prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. 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	Piani pensione esteri	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2010						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**447**	**1.146**	**(500)**	**115**	**188**	**1.396**
Costo corrente		42		2	50	94
Oneri finanziari	22	36		6	6	70
Modifiche al piano		9				9
Rendimento delle attività al servizio del piano			(20)			(20)
Contributi versati		1	(30)			(29)
Utili/perdite attuariali	8	(22)	(4)	4	6	(8)
Benefici pagati	(42)	(28)	9	(7)	(45)	(113)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(113)	115			2
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(2)	38	(38)		1	(1)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**433**	**1.109**	**(468)**	**120**	**206**	**1.400**
2011						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**433**	**1.109**	**(468)**	**120**	**206**	**1.400**
Costo corrente		41		2	53	96
Oneri finanziari	20	39		6	4	69
Modifiche del piano		6				6
Rendimento delle attività al servizio del piano			(17)			(17)
Contributi versati			(36)			(36)
Utili/perdite attuariali	(13)	(24)	(7)	3		(41)
Benefici pagati	(50)	(26)	15	(12)	(55)	(128)
Riduzioni ed estinzioni del piano						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(35)	(57)	(1)	(1)	(93)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**391**	**1.110**	**(570)**	**118**	**207**	**1.256**

Gli altri benefici di 207 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 118 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2010), i premi di anzianità per 61 milioni di euro (59 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e il piano di incentivazione di lungo termine per 7 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
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)	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			874	877				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(468)	(570)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			**406**	**307**				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	**433**	**391**	**235**	**233**	**120**	**118**	**206**	**207**
Utili (perdite) attuariali non rilevati	(10)	3	(273)	(139)	(9)	(11)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate			(73)	(67)	(3)	(3)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**423**	**394**	**295**	**334**	**108**	**104**	**206**	**207**

La passività netta relativa ai piani pensione esteri di 334 milioni di euro (295 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 121 e 149 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

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
2010					
Costo corrente		42	2	50	94
Oneri finanziari	22	36	6	6	70
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(20)			(20)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8		7	15
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		5			5
	22	**71**	**8**	**63**	**164**
2011					
Costo corrente		41	2	53	96
Oneri finanziari	20	39	6	4	69
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(17)			(17)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8			8
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		2			2
	20	**73**	**8**	**57**	**158**

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
2010				
Tasso di sconto	4,8	2,7-14,0	4,8	1,8-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5-14,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,8-13,0	2,0	2,0
2011				
Tasso di sconto	4,8	2,6-15,5	4,8	3,6-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,2-12,3		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-12,3		
Tasso d'inflazione	2,0	0,1-13,8	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con l'eccezione del piano medico FISDE per il quale a fine 2011 sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55). 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	11,1	5,8-6,1
Obbligazioni	57,5	2,0-12,3
Attività immobiliari	4,5	5,2-6,0
Altro	26,9	0,5-12,3
Totale	**100,0**	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a 24 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2010).

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	15	(12)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 121 milioni di euro, di cui 71 milioni di euro relativi ai piani a benefici definiti.
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	(8)	6		
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2008				
Effetto sull'obbligazione	7	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		(62)		
2009				
Effetto sull'obbligazione	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		
2010				
Effetto sull'obbligazione	(1)	(31)	1	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2011				
Effetto sull'obbligazione	3	(21)	2	
Effetto sulle attività al servizio del piano		10		

Il valore attuale dell'obbligazione relativa ai piani per benefici ai dipendenti e il fair value delle attività a copertura dei piani sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	476	443	447	433	391
Piani pensione esteri	621	802	1.146	1.109	1.110
FISDE e altri piani medici esteri	92	94	115	120	118
Altri	118	168	188	206	207
	1.307	**1.507**	**1.896**	**1.868**	**1.826**
Fair value dell'attività					
Attività al servizio dei piani pensione esteri	(362)	(453)	(500)	(468)	(570)
	(362)	**(453)**	**(500)**	**(468)**	**(570)**
Valore attuale dell'obbligazione netta					
TFR	476	443	447	433	391
Piani pensione esteri	259	349	646	641	540
FISDE e altri piani medici esteri	92	94	115	120	118
Altri	118	168	188	206	207
	945	**1.054**	**1.396**	**1.400**	**1.256**

Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 4.045 milioni di euro (3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
	5.924	2.030	(531)	299	(602)	**7.120**

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Passività per imposte differite	9.345	11.165
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.421)	(4.045)
	5.924	**7.120**
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.864)	(5.514)
	1.060	**1.606**

Le passività nette per imposte differite di 7.120 milioni di euro comprendono: (i) l'adeguamento del fondo imposte differite da parte del settore Exploration & Production per 573 milioni di euro a seguito del cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte di Eni nell'ambito di una business combination; (ii) la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (28 milioni di euro di imposte differite). Maggiori informazioni sugli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono riportate alla nota n. 25 - Altre passività correnti.
La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.698	1.320	(229)	223	213	7.225
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.209	339	(21)	43	(264)	1.306
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	440	73	(24)	9	(54)	444
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	174	49	(9)		(1)	213
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	146	21	(10)		1	158
- altre	1.678	228	(238)	24	127	1.819
	9.345	**2.030**	**(531)**	**299**	**22**	**11.165**
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.555)	(234)	24	(51)	(163)	(1.979)
- ammortamenti non deducibili	(1.500)	(333)	45	(58)	33	(1.813)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.717)	(370)	307		(16)	(1.796)
- utili infragruppo	(908)	(72)	71	3	131	(775)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(637)	(1)	18		(1)	(621)
- perdite fiscali portate a nuovo	(238)	(235)	147	(9)	(4)	(339)
- altre	(1.730)	(791)	270	(30)	45	(2.236)
	(8.285)	**(2.036)**	**882**	**(145)**	**25**	**(9.559)**
Passività nette per imposte differite	**1.060**	**(6)**	**351**	**154**	**47**	**1.606**

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.
Secondo la normativa fiscale italiana, così come modificata dall'art. 23 del Decreto Legge n. 98/2011, le perdite fiscali 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 ad un'aliquota media del 17,6% per le imprese italiane, che tiene conto delle diverse normative applicabili per le imprese del settore energia e per le imprese rientranti nel consolidato fiscale e ad un'aliquota media del 32,1% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.480 milioni di euro e sono utilizzabili illimitatamente per 1.313 milioni di euro. Le perdite fiscali sono riferite ad imprese italiane per 153 milioni di euro e ad imprese estere per 1.327 milioni di euro. Le perdite fiscali di cui è probabile l'utilizzo ammontano a 1.124 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 153 milioni di euro e ad imprese estere per 971 milioni di euro; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a 27 e 312 milioni di euro.

20 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	344	591
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	157	37
Passività per imposte sul reddito correnti	40	
Altri debiti	67	70
Altre passività	1.586	2.202
	2.194	**2.900**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	1	48	17	1		3
Interest currency swap	16	228	117			
	17	**276**	**134**	**1**		**3**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	147	16	2.999	255	50	4.136
	147	**16**	**2.999**	**255**	**50**	**4.136**
Contratti su merci						
Over The Counter	155	521	541	310	3.760	416
Future				3	14	
Altri	25		72	22		126
	180	**521**	**613**	**335**	**3.774**	**542**
	344	**813**	**3.746**	**591**	**3.824**	**4.681**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 591 milioni di euro (344 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 568 milioni di euro (328 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 14 milioni di euro derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production; (iii) per 9 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 37 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power (157 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato alla nota n. 20 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 25 - Altre passività correnti e n. 13 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.
Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 340 e 310 milioni di euro (rispettivamente 383 e 612 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.
Le passività per imposte sul reddito correnti relative al 2010 di 40 milioni di euro 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. Nel 2011 le passività per imposte sul reddito correnti residue sono state riclassificate nelle passività correnti.
Le altre passività di 2.202 milioni di euro (1.586 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.061 milioni di euro (1.353 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e anticipi ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per 299 milioni di euro a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito oltre il prossimo esercizio.

31 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2011, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 230 e 24 milioni di euro, riguardano essenzialmente asset non strategici del settore Exploration & Production.

32 Patrimonio netto

Interessenze di terzi
L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle interessenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Utile netto		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2010	2011	31.12.2010	31.12.2011
Saipem SpA	503	552	2.406	2.802
Snam Rete Gas SpA	537	385	1.705	1.730
Hindustan Oil Exploration Co Ltd		(6)	146	123
Tigáz Zrt	13		83	74
Altre	12	12	182	192
	1.065	**943**	**4.522**	**4.921**

Patrimonio netto di Eni
Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.756	6.753
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(174)	49
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(3)	(8)
Altre riserve	1.518	1.421
Riserva per differenze cambio da conversione	539	1.539
Azioni proprie	(6.756)	(6.753)
Utili relativi a esercizi precedenti	39.855	42.531
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.884)
Utile dell'esercizio	6.318	6.860
	51.206	**55.472**

Capitale sociale
Al 31 dicembre 2011, 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 2010).
Il 5 maggio 2011 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,50 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 26 maggio 2011, con stacco cedola fissato al 23 maggio 2011. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2010 ammonta perciò a 1 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.

Riserva 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 6.753 milioni di euro (6.756 al 31 dicembre 2010) comprende le azioni proprie acquistate.

Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value strumenti finanziari derivati di copertura Cash Flow Hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

	Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Strumenti finanziari 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 2009	**6**	**(1)**	**5**	**(714)**	**275**	**(439)**	**(708)**	**274**	**(434)**
Variazione dell'esercizio 2010	(9)	1	**(8)**	47	(33)	**14**	38	(32)	**6**
Differenze di cambio da conversione				(4)	2	**(2)**	(4)	2	**(2)**
Utilizzo a conto economico				396	(143)	**253**	396	(143)	**253**
Riserva al 31 dicembre 2010	**(3)**		**(3)**	**(275)**	**101**	**(174)**	**(278)**	**101**	**(177)**
Variazione dell'esercizio 2011	(6)	1	**(5)**	76	(7)	**69**	70	(6)	**64**
Utilizzo a conto economico				276	(122)	**154**	276	(122)	**154**
Riserva al 31 dicembre 2011	**(9)**	**1**	**(8)**	**77**	**(28)**	**49**	**68**	**(27)**	**41**

Altre riserve

Le altre riserve di 1.421 milioni di euro (1.518 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

- per 1.137 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam Rete Gas SpA (1.142 milioni di euro al 31 dicembre 2010);
- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di 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 2010);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2010);
- per 14 milioni di euro riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti;
- negative per 119 milioni di euro riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 44,21% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA;
- negative per 25 milioni di euro al 31 dicembre 2010 riguardavano i warrant su azioni Altergaz SA posseduti dall'azionista Eni G&P France BV; nel 2011 i warrant sono stati esercitati e convertiti in nuove azioni Altergaz SA;
- negative per 15 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per 3 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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 6.753 milioni di euro (6.756 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono rappresentate da n. 382.654.833 (n. 382.863.733 al 31 dicembre 2010) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 240 milioni di euro (328 milioni di euro al 31 dicembre 2010), rappresentate da n. 11.873.205 azioni ordinarie (n. 15.737.120 azioni ordinarie al 31 dicembre 2010), sono al servizio dei piani di stock option 2004-2005[17] e 2006-2008.

Il decremento di n. 3.863.915 azioni si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2010	**15.737.120**
- diritti esercitati	(208.900)
- diritti decaduti	(3.655.015)
	(3.863.915)
Numero azioni al 31 dicembre 2011	**11.873.205**

(17) Il periodo di esercizio previsto per le assegnazioni 2002 e 2003 è giunto a scadenza rispettivamente nel corso del 2010 e del 2011.

Al 31 dicembre 2011 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 11.873.205 azioni ordinarie a fronte dei piani di stock option. Il prezzo di esercizio delle stock option è di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 628.100), di 22,514 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,121 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 2.201.950) e per quelle 2007 (n. 1.876.980) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 3.884.675).
Maggiori informazioni sui piani di stock option sono fornite alla nota n. 36 - Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.884 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione deliberato l'8 settembre 2011 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 22 settembre 2011.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2011 comprende riserve distribuibili per circa 50.500 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)	2010	2011	31.12.2010	31.12.2011
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.179**	**4.213**	**34.724**	**35.255**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.297	3.972	20.122	24.355
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(574)	(320)	4.232	4.400
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	389	(248)	(667)	(673)
- eliminazione di utili infragruppo	14	115	(4.601)	(4.291)
- imposte sul reddito differite e anticipate	100	71	1.410	1.337
- altre rettifiche	(22)		8	10
	7.383	**7.803**	**55.728**	**60.393**
Interessenze di terzi	(1.065)	(943)	(4.522)	(4.921)
Come da bilancio consolidato	**6.318**	**6.860**	**51.206**	**55.472**

33 Altre informazioni

Principali acquisizioni

Altergaz SA

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato la propria partecipazione azionaria in Altergaz SA, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato l'opzione a vendere ad essi attribuita. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società. L'allocazione del valore complessivo di 106 milioni di euro, costo dell'acquisizione 2010 di 39 milioni di euro e fair value delle acquisizioni effettuate prima del 2010 di 67 milioni di euro, alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via provvisoria nel 2010 e in via definitiva nel 2011.

Di seguito gli esiti dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto dell'acquisizione di Altergaz SA:

	Altergaz SA	
(milioni di euro)	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2010	Allocazione definitiva al 31 dicembre 2011
Attività correnti	308	387
Attività materiali	1	1
Attività immateriali	4	4
Goodwill	97	95
Partecipazioni	13	13
Altre attività non correnti		5
Attività acquisite	**423**	**505**
Passività correnti	315	384
Passività nette per imposte differite	(7)	(7)
Fondi per rischi e oneri	2	2
Altre passività non correnti		11
Passività acquisite	**310**	**390**
Interessenze di terzi	7	9
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	**106**	**106**

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	7	409	
Attività non correnti	47	316	122
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	4	13	
Passività correnti e non correnti	(29)	(457)	(4)
Effetto netto degli investimenti	**29**	**281**	**118**
Interessenze di terzi		(7)	(3)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(76)	
Totale prezzo di acquisto	**29**	**198**	**115**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(4)*	*(55)*	
Flusso di cassa degli investimenti	**25**	**143**	**115**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti		82	618
Attività non correnti		855	136
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(267)	257
Passività correnti e non correnti		(302)	(662)
Effetto netto dei disinvestimenti		**368**	**349**
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(149)	
Plusvalenza per disinvestimenti		309	727
Interessenze di terzi		(46)	(5)
Totale prezzo di vendita		**482**	**1.071**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		*(267)*	*(65)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		**215**	**1.006**

24 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		10.853	10.853		10.953	10.953
Imprese controllate non consolidate		156	156		164	164
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.077	1.005	7.082	6.159	1.135	7.294
Altri	5	261	266	1	269	270
	6.082	**12.275**	**18.357**	**6.160**	**12.521**	**18.681**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.953 milioni di euro (10.853 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.396 milioni di euro (7.309 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 5.065 milioni di euro relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (5.427 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.097 milioni di euro (1.076 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (iii) rischi assicurativi per 319 milioni di euro che Eni ha riassicurato (387 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.577 milioni di euro (10.718 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 164 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 157 milioni di euro (152 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 45 milioni di euro (81 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.294 milioni di euro (7.082 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.074 milioni di euro (6.054 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana 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 1.051 milioni di euro (792 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 669 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 (648 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 108 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 810 milioni di euro (639 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 270 milioni di euro (266 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 (232 milioni di euro). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 224 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 33 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 252 milioni di euro (258 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Impegni	17.226	15.992
Rischi	1.499	2.165
	18.725	**18.157**

Gli impegni di 15.992 milioni di euro (17.226 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 9.710 milioni di euro (10.654 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (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 3.267 milioni di euro (4.031 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel succes-

sivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impegno di acquisto è efficace dal momento dell'avvio dell'impianto (ottobre 2011) e fino al 2031; (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 circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.252 milioni di euro (1.239 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 LNG Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in 1.274 milioni di euro (1.018 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) l'impegno assunto per l'acquisizione di società in Belgio (214 milioni di euro). Le acquisizioni sono avvenute nel corso del mese di gennaio 2012; (vi) 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 142 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2010); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vii) 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 108 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".
I rischi di 2.165 milioni di euro (1.499 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.867 milioni di euro (1.202 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 298 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Impegni non quantificabili

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato ad RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.
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 finanziari

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 di 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 di 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 politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

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 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 Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International 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 trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.
Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:
a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche

rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cd. hedging anticipato);

b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;

c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;

d) trading proprietario. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;

e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore, delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando, ove possibile, i benefici dell'hedging naturale. 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 a 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, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

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 di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di Asset Backed Trading originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. Ad oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche 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 individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati 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 moneta funzionale diversa dall'euro. 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 transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; 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, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti 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 sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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 finanziari 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 sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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 negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici 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% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2011 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2010				2011			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse (*)	2,82	1,09	1,55	1,60	5,34	1,07	2,65	2,92
Tasso di cambio	0,99	0,13	0,50	0,51	0,85	0,15	0,44	0,34

(*) A partire da febbraio 2010, i valori del VaR relativi al tasso di interesse comprendono la nuova Struttura di Finanza Operativa di Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2010				2011			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti (*)	46,08	4,40	23,53	10,49	56,92	11,64	32,90	11,64
Area Gas & Power (**)	101,62	40,06	61,76	43,30	100,04	31,58	57,54	66,08

(*) L'area oil, prodotti, consiste nel sistema Eni Trading & Shipping, in Polimeri Europa e nella Divisione Refining & Marketing, incluse le sue consociate estere.
(**) Comprende la Divisione Gas & Power e le sue consociate estere.

Rischio di 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 e alle funzioni specialistiche corporate di finanza ed amministrazione dedicate, 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. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, 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, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle Società e Divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa 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.

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 a 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, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. Nel febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo 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 11.897 milioni di euro, di cui 2.551 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 3.201 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 Euro Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,5 miliardi di euro già collocati al 31 dicembre 2011. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A2 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook negativo.

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, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
31.12.2010							
Passività finanziarie a lungo termine	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	**21.268**
Passività finanziarie a breve termine	6.515						**6.515**
Passività per strumenti derivati	1.131	276	74	18	48	85	**1.632**
	8.609	**3.859**	**2.559**	**2.027**	**2.863**	**9.498**	**29.415**
Interessi su debiti finanziari	720	712	654	563	460	1.726	**4.835**
Garanzie finanziarie	339						**339**

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	**24.875**
Passività finanziarie a breve termine	4.459						**4.459**
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	**2.417**
	7.883	**3.313**	**5.150**	**3.023**	**2.892**	**9.490**	**31.751**
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.595	**4.890**
Garanzie finanziarie	576						**576**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2011	2012-2015	Oltre	Totale
31.12.2010				
Debiti commerciali	13.111			**13.111**
Altri debiti e anticipi	9.464	29	38	**9.531**
	22.575	**29**	**38**	**22.642**

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2012	2013-2016	Oltre	Totale
31.12.2011				
Debiti commerciali	13.436			**13.436**
Altri debiti e anticipi	9.476	32	38	**9.546**
	22.912	**32**	**38**	**22.982**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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 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 tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [a]	**839**	**534**	**440**	**250**	**161**	**255**	**2.479**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]	**98**	**179**	**305**	**95**	**165**	**13.287**	**14.129**
Costi relativi a fondi ambientali [c]	**269**	**306**	**251**	**221**	**81**	**798**	**1.926**
Impegni di acquisto [d]	**21.401**	**21.034**	**20.943**	**20.131**	**17.743**	**191.118**	**292.370**
- Gas							
Take-or-pay	19.972	19.688	19.656	18.932	16.587	182.112	**276.947**
Ship-or-pay	1.034	988	919	898	847	5.816	**10.502**
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	170	165	176	172	161	1.079	**1.923**
- Altri impegni di acquisto [e]	225	193	192	129	148	2.111	**2.998**
Altri impegni	**4**	**4**	**4**	**3**	**3**	**124**	**142**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	3	3	124	**142**
	22.611	**22.057**	**21.943**	**20.700**	**18.153**	**205.582**	**311.046**

[a] 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.
[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] I costi relativi a fondi ambientali non compredono gli oneri stanziati nel 2010 a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (1.109 milioni di euro).
[d] Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
[e] Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.750 milioni di euro.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di 59,6 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.

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Impegni per major projects	6.103	6.275	5.013	3.309	12.286	**32.986**
Impegni per altri investimenti	7.411	5.446	3.498	2.709	3.073	**22.137**
	13.514	**11.721**	**8.511**	**6.018**	**15.359**	**55.123**

Gli ammontari indicati comprendono gli impegni per i progetti di investimenti ambientali presentati nella proposta di transazione con il MATTM (600 milioni di euro).

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2010			2011		
		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 [e]	46	(13)		17	76	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli [b]	35	1		62	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli [b]	382	9	(9)	262	8	(6)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti [c]	23.998	(110)		24.730	(65)	
- Crediti finanziari [b]	2.150	84		2.174	112	
- Debiti commerciali e altri debiti [c]	22.642	26		22.982	(123)	
- Debiti finanziari [b]	27.783	(535)		29.597	(851)	
Attività valutate a fair value in applicazione della fair value option:						
- Partecipazioni [b]						
Attività (Passività) nette per contratti derivati di copertura [e]	(320)	(402)	47	32	(309)	76

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per 188 milioni di euro di proventi (proventi per 118 milioni di euro nel 2010) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 112 milioni di euro di oneri (oneri per 131 milioni di euro nel 2010).
(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 142 milioni di euro di oneri (oneri per 128 milioni di euro nel 2010) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 77 milioni di euro di proventi (proventi per 18 milioni di euro nel 2010) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (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 292 milioni di euro di oneri (oneri per 414 milioni di euro nel 2010) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per 17 milioni di euro di oneri (proventi per 13 milioni di euro nel 2010) (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 2011 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita" e gli "Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future"; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2011 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Note	31.12.2010	31.12.2011
Attività correnti:			
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	382	262
Strumenti derivati non di copertura - Future	(13)	33	68
Altri strumenti derivati non di copertura	(13)	593	1.494
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(13)	210	157
Attività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(20)		2
Altri strumenti derivati non di copertura	(20)	420	712
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(20)	102	33
Passività correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(25)	10	63
Altri strumenti derivati non di copertura	(25)	646	1.605
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(25)	475	121
Passività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(30)		3
Altri strumenti derivati non di copertura	(30)	344	588
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(30)	157	37

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 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) **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. In data 14 maggio 2010, a seguito della discussione, il Tribunale di Gela ha pronunciato la sentenza con la quale, da una parte, ha dichiarato estinti per prescrizione tutti i reati contestati al suddetto dipendente e, dall'altra, ha condannato l'imputato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili, danni per la cui determinazione ha rimesso le parti davanti al Giudice civile. Il giudizio prosegue in grado di appello.

(ii) **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 dell'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. Il Ministero dell'Ambiente si è costituito parte civile. Il giudizio prosegue in fase dibattimentale dopo aver acquisito il parere dei consulenti ed escusso i testi del Pubblico Ministero.

(iii) **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. Secondo la Consulenza Tecnica d'Ufficio, i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; 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 il PM ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.

(iv) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** Il 3 marzo 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto e destinato al cliente Nuova Solmine. È stato avviato nei confronti di dipendenti di FS Logistica e del suo broker "La Cinque Biotrans", nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/01, nei confronti di queste due società e della società incaricata delle attività di bonifica della ferrocisterna – la Truck Center – un procedimento penale che si è concluso con sentenza di primo grado il 26 ottobre 2009.

La sentenza ha pronunciato la condanna di alcune delle persone fisiche indagate e delle tre società per i fatti contestati e ha disposto il rinvio degli atti alla stessa Procura di Trani al fine di accertare le responsabilità di dipendenti di Eni e di Nuova Solmine in relazione ai fatti oggetto della sentenza, nonché alle Procure di Taranto e di Grosseto (competente per Nuova Solmine) per accertare eventuali irregolarità nelle modalità di gestione e trasporto dello zolfo liquido.

In seguito alla sentenza, la Procura della Repubblica di Trani ha avviato un'indagine nei confronti di dipendenti di Nuova Solmine e di un dipendente di Eni, Divisione R&M, responsabile delle attività di commercializzazione dello zolfo fuso.

In data 11 maggio 2010, è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della Società, nonché ad un ex dipendente un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti. Sono state depositate memorie difensive da alcuni degli indagati. Il PM ha stralciato la posizione di tre dipendenti ed inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal PM per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate, all'udienza del 19 aprile, sono state ammesse tutte le parti civili costituite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata dal parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi.

Il Giudice ha escluso, invece, la costituzione di parti civili nei confronti di Eni SpA, ritenendola inammissibile ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. n. 231/2001 e dalla recente giurisprudenza.

Eni SpA e le persone fisiche imputate, ad essa facenti capo, hanno avanzato richiesta di rito abbreviato semplice, in seguito accolta dal Giudice dell'Udienza Preliminare il quale, inoltre, ha escluso il responsabile civile Eni dal giudizio abbreviato. In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".

(v) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria - Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** In data 11 giugno 2010, è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria, ulteriori rispetto a quelle, site nei medesimi Comuni, sequestrate con precedente provvedimento di sequestro, nel febbraio 2010.
I sequestri trovano causa in un'indagine sorta a seguito della rottura dei teli in HDPE posizionati a copertura dei rifiuti costituiti da ferriti di zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud e ritenuti illecitamente depositati nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria. Le aree sequestrate sono quelle in cui sono stati depositati i detti rifiuti.
Il procedimento si trova nella fase delle indagini preliminari. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale chiuso nel 2008 con sentenza di assoluzione per uno degli imputati ed intervenuta prescrizione per tutti gli altri imputati. Il reato contestato in questo caso è l'omessa bonifica. Syndial SpA ha dato la disponibilità per la rimozione dei rifiuti, le cui operazioni sono in corso di esecuzione. Tutte le operazioni di rimozione rifiuti sulle tre discariche sono state completate a fine settembre 2011 e sono in corso ulteriori indagini sulle aree esterne comprese nel provvedimento di sequestro della Procura della Repubblica di Castrovillari al fine di individuare ulteriori rifiuti che dovranno essere asportati. Syndial ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale.

(vi) **Eni Divisione Gas & Power - sito di Praia a Mare.** A seguito di denunce presentate da alcune persone offese dal reato nel 1999, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola ha aperto un'indagine (proc. pen. 592/99) avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Acquisite numerose consulenze tecniche, la Procura ha disposto richiesta di rinvio a giudizio nel 2009. Nel corso dell'udienza preliminare, conclusasi nel novembre 2010, si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Le parti civili costituite hanno provveduto alla citazione dei responsabili civili Eni SpA e Marzotto SpA. Le pretese risarcitorie non sono al momento quantificabili.
Al termine dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Il giudizio prosegue con la fase dibattimentale.

Syndial Spa

(vii) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA - Agricoltura SpA in liquidazione - EniChem Augusta Industriale Srl - Fosfotec Srl) - sito di Crotone.** Nel corso del 2010 la Procura della Repubblica di Crotone ha avviato un'indagine (proc. pen. n. 4878/10 R.G.N.R.) relativa alla discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991.
Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl.
In data 3 maggio 2011, sono stati emessi una serie di avvisi di garanzia nei confronti di diversi imputati tra cui alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succeduti nella proprietà della discarica a partire dal 1991. A tutti gli indagati si contesta di avere concorso nella realizzazione di un disastro ambientale ex art. 434 c.p. e nell'avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ai sensi dell'art. 439 c.p., attraverso il mantenimento di una parte della discarica di rifiuti industriali in un'area parzialmente ricoperta dal mare. Si contesta, altresì, l'omessa attivazione di idonee operazioni per la bonifica dell'area.
La Procura ha depositato richiesta di incidente probatorio, a seguito della quale, le difese hanno presentato, nei termini di legge, le deduzioni di cui all'art. 396 c.p.p., ribadendo l'assoluta estraneità ai fatti da parte di tutti i dirigenti del Gruppo Eni indagati. Le indagini sono ancora in corso. Il GIP si è riservato in ordine alla scelta del perito che dovrà effettuare gli accertamenti tecnici richiesti dal Pubblico Ministero.

(viii) **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. 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 e il Comune di Porto Torres. Il GUP nell'accogliere la richiesta di costituzione di parte civile delle suddette persone, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso, invece, 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. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei responsabili civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA.
Dopo aver sentito le parti, il Giudice dell'Udienza Preliminare del Tribunale di Sassari ha rinviato a giudizio, innanzi alla Corte di Assise di Sassari, tutti gli imputati. È stata dunque accolta l'ipotesi accusatoria della Procura che contesta la violazione dolosa degli artt. 434 (disastro ambientale) e 439 (avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione). Il giudizio prosegue in fase dibattimentale.

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 rinviato al 24 maggio 2012.

(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 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. 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. 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 è rimasto sospeso sino al 22 aprile 2010, data in cui la Provincia di Venezia ha riassunto la causa in oggetto mediante ricorso ex art. 303 c.p.c. Il giudizio è proseguito con la precisazione delle conclusioni dei due imputati Vinyls e Syndial. Si è in attesa della sentenza.

(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.

Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 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.

Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta Consulenza Tecnica d'Ufficio volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore Consulenza Tecnica d'Ufficio per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale.

Le conclusioni 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 cd. 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 Consulenza Tecnica d'Ufficio 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 Consulente Tecnico d'Ufficio 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 (cd. 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 Consulenza Tecnica d'Ufficio

riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del Consulente Tecnico d'Ufficio 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 Consulenza Tecnica d'Ufficio, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai Consulenti Tecnici d'Ufficio 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 Consulenza Tecnica d'Ufficio, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai Consulenti Tecnici d'Ufficio.

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.

All'udienza del 13 aprile 2010 è stata discussa la relazione peritale.

Nel corso dell'udienza la Regione Calabria ha avanzato la richiesta tesa a rinnovare la Consulenza Tecnica d'Ufficio, richiesta respinta dal Giudice. Per quel che riguarda la determinazione dell'esistenza di un eventuale danno ambientale residuo all'esecuzione delle attività di bonifica, l'Avvocatura dello Stato, per conto del Ministero dell'Ambiente, ha chiesto che venga valutato l'impatto della nuova normativa sul danno ambientale alla causa in oggetto.

Syndial ha depositato una nota, con la quale ha illustrato la modifica normativa sul danno ambientale. Pertanto il Giudice ha assegnato alle parti attoree termine fino al 16 settembre 2010 per rispondere a tale nota e a Syndial termine fino al 30 settembre 2010 per replica, invitando tutte le parti a verificare l'impatto dell'art. 5-bis DL 135/2009 sulla presente causa e rinviando all'udienza del 17 novembre 2010.

In data 15 settembre 2010, la Regione Calabria ha depositato memoria di risposta alla nota depositata nell'udienza del 13 aprile 2010 da Syndial e in data 30 settembre 2010 Syndial ha provveduto a depositare memoria sull'impatto dell'art. 5-bis nel presente procedimento.

Successivamente con provvedimento del 21 dicembre 2010, il giudice, ritenendo "la causa matura per la decisione", ha rinviato la stessa all'udienza del 16 novembre 2011 per precisazione delle conclusioni.

All'udienza del 16 novembre 2011, il Ministero dell'Ambiente, la Presidenza del Consiglio e il Commissario delegato da una parte e la Regione Calabria dall'altra, nel precisare le loro conclusioni, si sono riportati sostanzialmente a quanto già richiesto nei loro atti di citazione, chiedendo, altresì, il rinnovo della Consulenza Tecnica d'Ufficio.

Syndial ha ribadito la richiesta che vengano dichiarate inammissibili ed improcedibili tutte le domande.

Le memorie conclusionali sono state depositate da Syndial, Ministero dell'Ambiente, Presidenza del Consiglio e Commissario delegato da una parte e Regione Calabria dall'altra.

In data 24 febbraio 2012, il Tribunale ha emesso il dispositivo della sentenza che, nel condannare Syndial alla corretta esecuzione del progetto di bonifica, la obbliga, altresì, al pagamento a vantaggio della Presidenza del Consiglio e del Ministero dell'Ambiente di una somma di 56,2 milioni di euro con interessi dovuti dalla data della domanda, rigettando, invece, le richieste avanzate dalla Regione Calabria.

È stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi ambientali che viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica.

(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 d'Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, DL 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, DL 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza.

All'udienza del 28 maggio 2010, Syndial ha chiesto un ulteriore rinvio nella perdurante attesa che venga emanato, da parte del Ministero dell'Ambiente, il regolamento previsto dall'art. 5 bis, DL 135/2009, di determinazione dei criteri di determinazione del risarcimento monetario del danno ambientale.

L'Avvocatura dello Stato ha aderito alla richiesta di rinvio, precisando che l'adesione al rinvio è motivata, altresì, dalle trattative in corso tra le parti, finalizzate alla soluzione globale del contenzioso, e rappresentando la disponibilità a non chiedere l'esecuzione della sentenza di primo grado impugnata fino alla data della prossima udienza.

Il Giudice, con una serie di rinvii, ha fissato l'udienza al 15 giugno 2012.

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 semplici 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, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa 139 milioni di euro, 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. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste attoree. Il giudizio è proseguito senza integrazione dell'istruttoria rispetto a quella già svolta in primo grado. La causa è stata rinviata al 13 gennaio 2011 per la precisazione delle conclusioni. In tale udienza le parti hanno precisato le loro conclusioni ed il Giudice ha fissato l'udienza di assegnazione a sentenza per il 6 ottobre 2011. All'udienza del 6 ottobre 2011, il Collegio giudicante ha trattenuto la causa in decisione, senza riaprire l'istruttoria, come di contro chiedevano il Ministero dell'Ambiente e il Comune. Con sentenza n. 1026 del 22 ottobre 2011, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di primo grado che aveva respinto tutte le domande proposte dal Comune di Carrara, dal Ministero dell'Ambiente e da Legambiente, in quanto infondate in fatto e in diritto, con compensazione tra le parti delle spese di giudizio. Sono pendenti i termini per l'eventuale proposizione del Ricorso per Cassazione da parte delle amministrazioni.

(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 ed 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, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, appello 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 dei 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 dei Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta d'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.

A valle della pronuncia della Corte di Giustizia, il TAR Catania ha fissato l'udienza per la trattazione delle domande cautelari al 15 aprile 2010.

In tale data, le parti hanno rinunciato alla discussione della sospensiva e, quindi, all'udienza del 21 ottobre 2010, i ricorsi sono stati regolarmente trattenuti in decisione.

Tuttavia, con ordinanza istruttoria n. 1066 del 29 aprile 2011, il TAR ha rilevato che alcune delle prescrizioni impugnate potrebbero essere state superate da successive conferenze di servizi e, quindi, ha chiesto al Ministero dell'Ambiente di specificare per iscritto quali di queste possano essere ritenute ancora efficaci e quali, al contrario, superate. Il TAR ha quindi fissato l'udienza di discussione al 21 luglio 2011. Successivamente all'udienza, il TAR, con ordinanza n. 2159 depositata il 2 settembre 2011, ha disposto la riunione dei ricorsi relativi alle diverse Conferenze di Servizi impugnate dalle società presenti sul sito, da individuarsi a cura del Presidente del TAR. In data 23 febbraio si è tenuta l'udienza di discussione di tutti i ricorsi e la causa è stata trattenuta in decisione dal TAR; pertanto, si è in attesa della sentenza.

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 dell'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 SpA 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. Esaurita l'istruttoria, depositate le memorie conclusionali e le repliche, si attende la sentenza. Eni SpA ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

(viii) Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela. Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato alla Raffineria di Gela SpA, alla Syndial SpA e a Eni SpA Divisione R&M un ricorso ex art. 696-bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e della Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Allo stato, non sono ancora disponibili gli atti depositati dai ricorrenti. In ogni caso, il medesimo tema era stato oggetto di precedenti istruttorie nell'ambito di differenti procedimenti, tutti conclusisi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Saipem SpA

(i) 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 ("Tav" ora RFI SpA) due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di ultimazione) e Milano-Verona (in fase di realizzazione).

CEPAV Uno: 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 di Tav giudicate insoddisfacenti dal consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a Tav domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. La fase istruttoria dell'arbitrato è attualmente in corso e, dopo il deposito della Consulenza Tecnica d'Ufficio, avvenuto in data 30 luglio 2010 e le cui risultanze sono parzialmente favorevoli per la società, alle successive udienze sono state depositate memorie sulle questioni pregiudiziali e le relative repliche. All'udienza del 20 maggio 2011 il Consulente Tecnico d'Ufficio ha depositato i chiarimenti alle note critiche alla sua relazione tecnica. Il termine per il deposito del lodo, già fissato al 27 dicembre 2011, è stato prorogato al 31 dicembre 2013. La prossima udienza è fissata per il 15 marzo 2012, con termini intermedi per le parti al 30 dicembre 2011 e al 15 febbraio 2012 per il deposito, rispettivamente, delle memorie conclusionali e delle repliche sulla materia che ha formato oggetto della seconda Consulenza Tecnica d'Ufficio.

In data 23 marzo 2009, il Collegio Arbitrale, rispondendo ad uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale che ha in sostanza sancito la possibilità per Tav di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte d'Appello di Roma al fine di ottenerne l'annullamento. All'udienza tenutasi il 22 settembre 2010, la causa è stata rinviata al 9 ottobre 2013 per la precisazione delle conclusioni.

CEPAV Due: 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. Il 28 dicembre 2000, il Consorzio notificava a Tav domanda di arbitrato, tesa a 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, prevista inizialmente per il 28 gennaio 2011, è stata rinviata in pendenza di trattative per la conciliazione della causa.
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, 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 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 nel 1991 è proseguita 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. La procedura arbitrale era stata sospesa in pendenza di trattative tra le parti per la firma dell'Atto Integrativo alla Convenzione e per il raggiungimento di un accordo transattivo riguardante sia l'arbitrato già terminato sia quello tuttora pendente. Il termine per il deposito del lodo era fissato al 31 dicembre 2010.
Il 7 marzo 2011 RFI ha inviato al Consorzio CEPAV Due una proposta di atto transattivo a chiusura di tutti i contenziosi conclusi o tuttora pendenti tra le parti. In data 15 marzo 2011 il Consorzio CEPAV Due ha aderito alla proposta transattiva. L'accordo si è perfezionato ad agosto 2011 con il saldo da parte di RFI di quanto dovuto. L'arbitrato è stato dichiarato estinto con ordinanza del Collegio Arbitrale del 16 novembre u.s. e, in relazione al giudizio di impugnazione del lodo parziale, all'udienza del 20 gennaio 2012 sono state depositate le rispettive rinunce agli atti del giudizio avanti la Corte d'Appello di Roma.

(ii) **Fos Cavaou.** - In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ("STMFC") e il contrattista STS – "société en partecipation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%).
L'11 luglio 2011 le parti avevano sottoscritto un protocollo di mediazione ai sensi del regolamento di Conciliazione ed Arbitrato della CCI di Parigi; la procedura di mediazione si è conclusa senza successo il 31 dicembre 2011 in quanto STMFC ha rifiutato di prorogare la scadenza.
In data 24 gennaio 2012, la segreteria della Corte Internazionale d'Arbitrato della CCI ha notificato a STS l'inizio di una procedura arbitrale a richiesta di STMFC. La memoria presentata da STMFC a sostegno della richiesta della procedura arbitrale richiede la condanna al pagamento di circa 264 milioni di euro per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa 142 milioni di euro sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. Giuridicamente e fattualmente, esistono forti perplessità sulla configurabilità, in capo a STS, di comportamenti gravemente colposi o dolosi che possano aver fatto venir meno la limitazione contrattuale delle responsabilità, come sostenuto da STMFC.
STS sta preparando la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale per un ammontare complessivo attualmente stimabile in oltre 150 milioni di euro, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di STMFC nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal Cliente.

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 tuttora pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

(ii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nel 2011 Eni ha dismesso le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas sulle tratte Nord Europa e Russia, dando seguito agli impegni concordati con la Commissione Europea per la chiusura del procedimento antitrust aperto, nei confronti di Eni, per presunto ingiustificato rifiuto di accesso a tali infrastrutture di trasporto interconnesse al sistema italiano. L'attuazione degli impegni, che ha riguardato le partecipazioni possedute nelle società concernenti il gasdotto tedesco TENP, quello svizzero Transitgas e quello austriaco TAG, quest'ultimo ceduto a un soggetto controllato dallo Stato italiano in virtù della sua valenza strategica, ha consentito a Eni di chiudere il contenzioso senza accertamento di alcun illecito e pertanto senza alcuna sanzione.

(iii) **Istruttoria antitrust per il trasporto del gas.** Nel mese di marzo 2012, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria per accertare un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Eni attraverso la mancata offerta al mercato di capacità di trasporto secondaria di gas sui gasdotti Transitgas e TAG. L'istruttoria dovrà concludersi entro il 15 marzo 2013.

(iv) **Istruttoria antitrust per pratiche commerciali scorrette nel settore retail Gas & Power.** Nel febbraio 2012 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha comunicato a Eni l'avvio di un procedimento istruttorio per presunta violazione – nel periodo ottobre 2008/gennaio 2012 - della normativa in materia di pratiche commerciali scorrette nei confronti di circa 80 consumatori, in merito all'attivazione di contratti di fornitura di gas ed energia elettrica. Il provvedimento di avvio prevede che l'istruttoria debba concludersi entro 150 giorni.

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, da cui sono scaturiti vari procedimenti. In proposito, si segnala che il procedimento di maggior rilievo concerne gli elastomeri denominati BR e ESBR, in relazione ai quali 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 (relativamente ai prodotti BR/SBR). 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. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, ad Eni SpA e Polimeri Europa portandola a 181,5 milioni di euro. Sia le società destinatarie della sentenza che la Commissione Europea hanno presentato appello alla Corte di Giustizia UE. A valle della decisione sopra citata della Commissione Europea e 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 utilizzatori dei prodotti BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano e il giudizio di appello è tuttora pendente. In attesa dell'esito dei ricorsi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

(i) **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.

(ii) **Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di fatturazione di conguagli tariffari ai clienti finali del servizio gas e di periodicità di fatturazione.** Con delibera VIS 75/11, anticipata via fax il 26 luglio 2011, l'AEEG ha comunicato la chiusura dell'istruttoria avviata nei confronti di Eni in forza della delibera VIS 36/10 del 25 maggio 2010, sanzionando la stessa per un importo complessivo contenuto in euro 722.000. La sanzione in questione è stata interamente corrisposta da Eni, fatta salva l'impugnativa della relativa delibera già proposta dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale competente.

4. Indagini della Magistratura

(i) **EniPower SpA.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati 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 ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (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 ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la 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. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il processo prosegue per la discussione delle parti. All'esito dell'udienza del 12 luglio 2011, terminata la fase delle conclusioni delle parti, il processo è stato rinviato all'udienza del 20 settembre 2011, nel corso della quale il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede e, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011.

(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 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. Nel corso dell'udienza del 30 marzo 2010, è stata formalizzata la costituzione di parte civile di Eni nei confronti di tutti gli imputati. Successivamente, la difesa di uno degli ex dirigenti ha optato per il rito abbreviato "non condizionato". Il Giudice, quindi, ha separato tale posizione processuale disponendo il rinvio della relativa trattazione alla stessa data in cui è stato rinviato il processo principale. Nel corso dell'udienza del 23 giugno 2010, per il procedimento relativo alla posizione di un ex dirigente Eni, il Pubblico Ministero, in coerenza con quanto espresso in sede di richiesta di archiviazione, ha formulato richiesta assolutoria dell'imputato. La difesa di Eni si è opposta chiedendo la condanna dell'ex dirigente Eni. Il Tribunale, al termine delle discussioni, ha rinviato l'udienza al 13 luglio 2010 all'esito della quale ha assolto l'ex dirigente Eni riservandosi il deposito della motivazione in 90 giorni. Parallelamente, nel corso della medesima udienza, il processo principale è stato rinviato all'udienza del 9 febbraio 2011 per la formulazione delle richieste istruttorie e, successivamente, all'udienza del 24 maggio 2011, all'esito della quale, in considerazione della complessità di alcune questioni preliminari, il Giudice ha rinviato il processo al 19 luglio 2011 e, successivamente, a causa dell'astensione delle Camere Penali di Roma, alla quale hanno aderito i difensori degli imputati, all'udienza del 7 dicembre 2011, nel corso della quale è iniziato l'esame dei testi. In seguito, l'udienza è stata rinviata al 19 ottobre 2012 al fine di discutere in merito alla prescrizione.

(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 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 ("Snamprogetti"), 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 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), il US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito di numerosi contatti con le Autorità statunitensi che conducevano le indagini (US SEC e DOJ), è stata definita una transazione globale per chiudere il procedimento. Nel luglio 2010 Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un deferred prosecution agreement con il DOJ. Secondo i termini di tale accordo il DOJ ha depositato un atto che prelude all'avvio di un'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV per la violazione di alcune norme del FCPA. È stata concordata una sanzione pecuniaria penale pari a 240 milioni di dollari che trova copertura nel fondo rischi stanziato nel bilancio 2009. Eni e Saipem si sono fatte garanti dell'effettivo adempimento degli obblighi sottoscritti da Snamprogetti Netherlands BV nei confronti del DOJ tenuto conto in particolare degli obblighi contrattuali d'indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di Snamprogetti. Se gli obblighi stabiliti nell'accordo transattivo saranno correttamente adempiuti, il DOJ, decorso un periodo di 2 anni

(che può essere esteso a 3 anni), rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV. Per quanto riguarda la transazione con la US SEC anche questa definita nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV ed Eni (in qualità di controllante e società quotata al NYSE) hanno acconsentito, senza ammissione di responsabilità, al deposito di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Security Exchange Act del 1934, e hanno pagato alla SEC 125 milioni di dollari in relazione al profitto percepito. Anche questo ammontare trova copertura nel fondo rischi stanziato ed è stato pagato da Eni in relazione agli obblighi contrattuali di indennizzo nei confronti di Saipem.

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. 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.

Non si può escludere un esito negativo dei procedimenti che potrebbero avere un significativo impatto economico per la società. In ogni caso, allo stato attuale, l'eventuale onere in caso di esito negativo, data la complessità delle analisi in fatto e in diritto (anche su questioni pregiudiziali inerenti giurisdizione e prescrizione) non è oggettivamente determinabile.

In data 12 agosto 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano (GIP) ha notificato a Eni (e in data 31 luglio 2009 a Saipem – in quanto incorporante di Snamprogetti) un decreto con il quale veniva fissata l'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex D.Lgs. n. 231 del 2001 nei confronti d Eni SpA e Saipem SpA per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. L'udienza faceva seguito alla richiesta formulata dalla Procura della Repubblica di Milano di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate.

Nel merito, la misura cautelare richiesta dalla Procura aveva ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura ha rilevato 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 é 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.

All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. In seguito ad impugnazione proposta dalla citata Procura, la questione si è protratta sino al giudizio di legittimità dinanzi la Corte di Cassazione che, accogliendo il ricorso avanzato dalla Procura della Repubblica di Milano, ha deciso che la richiesta di misura cautelare fosse (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale, rimettendone la decisione di merito al Tribunale del Riesame di Milano. Tuttavia, in data 18 febbraio 2011, la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Pertanto, il Tribunale del Riesame, all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA.

In data 3 novembre 2010, è stato notificato, al difensore di Saipem SpA, l'avviso di conclusione delle indagini relativo al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti (oggi Saipem) e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti. L'atto non riguarda la persona giuridica di Eni.

I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti. In data 3 dicembre 2010, è stato notificato, al difensore della Saipem, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 20 dicembre 2010, con allegata richiesta di rinvio a giudizio.

Nel corso delle successive udienze, sono state esposte le tesi delle parti e all'udienza del 26 gennaio 2011 il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti. La prima udienza dibattimentale avanti il Tribunale di Milano si è tenuta il 10 maggio 2011. Nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, la Procura, pur rilevando che sarebbe già decorso il termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla stessa prescrizione, ritenendola in contrasto con le normative internazionali ed in particolare con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale. Alla successiva udienza dell'8 marzo 2012, le difese hanno replicato alla richiesta della Procura di sollevare la questione di incostituzionalità sulla cd. "prescrizione breve", con riferimento al reato di corruzione internazionale. L'udienza per la decisione sull'ammissibilità dell'eccezione di costituzionalità è stata rinviata al 5 aprile 2012.

Si segnala che i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010 di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anti-corruzione attraverso cui il business di Eni e Saipem deve esser svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorruttivo delle società in linea con le best practice internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto, da parte di Eni e Saipem e del loro personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali.

(iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato, a Eni ed 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, 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 c.p.p. nel quale risultano sottoposti a indagine n. 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni 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 per l'importo complessivo di 20,2 miliardi di euro 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. In relazione a tale procedimento, in data 22 febbraio 2011, è stato notificato avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il procedimento a carico di 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. L'udienza preliminare, che allo stato non riguarda le persone giuridiche, fissata per il 12 maggio 2011, è stata rinviata al 14 giugno 2011 e, successivamente, per motivi di notifica dell'avviso di conclusione delle indagini, al 28 giugno e al 12 luglio 2011. Nell'ambito di tale procedimento, in data 31 maggio 2011, il Pubblico Ministero, a seguito della modifica dell'assetto normativo, ha emesso richiesta di archiviazione per la posizione di due dipendenti SRG con riferimento al reato di cui all'art. 472 c.p. (uso di strumenti di misurazione alterati nell'attività commerciale) relativamente alla stazione di misura di Mazara del Vallo).

Nel corso dell'udienza del 12 luglio 2011 si sono concluse le discussioni delle parti e il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato al 5 ottobre 2011 per eventuali repliche del Pubblico Ministero. Nel corso di tale udienza la Procura della Repubblica, anche alla luce delle memorie depositate dalle difese, ha formulato:

- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di uno dei dirigenti della Divisione G&P in relazione al reato di cui all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) con riferimento agli anni 2006, 2007, 2008, perché il fatto non sussiste;
- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di un'ulteriore posizione relativa a GreenStream BV in relazione all'art. 40, comma 1 lett. b, del D.Lgs. n. 504/1995 (Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali) e all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) perché all'epoca della consumazione dei reati contestati la persona non era il rappresentante legale della GreenStream BV;
- richiesta di non doversi procedere per una posizione di Snam Rete Gas solo con riferimento all'art. 2638, comma 2 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) limitatamente alla violazione di cui all'omessa comunicazione dell'AEEG di cui alla Delibera 137/02 art. 7 comma 4 lettera b, perché il fatto non sussiste.

L'udienza del 5 ottobre 2011 è stata rinviata all'udienza del 4 novembre 2011 nel corso della quale i difensori hanno esposto le loro repliche alle memorie del Pubblico Ministero. All'esito delle discussioni, il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 24 gennaio 2012. Nel corso di tale udienza, è stata pronunciata sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati, nonché, contestualmente, disposto il dissequestro degli strumenti di misura già sottoposti a sequestro. Il 7 marzo 2012 è stato notificato, presso i legali esterni che difendono la società, il Ricorso per Cassazione depositato dal Pubblico Ministero di Milano che non riguarda tutti gli indagati prosciolti, ma solo alcune posizioni. Si attende l'avviso di fissazione dell'udienza avanti la Corte di Cassazione.

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.

In data 18 maggio 2010, è stata trasmessa dai difensori la richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano relativa a diverse posizioni. La richiesta di archiviazione riguarda, anche, una posizione di vertice per la quale la Procura non ha individuato elementi utili per sostenere l'accusa in un eventuale giudizio. La richiesta è stata preceduta da un provvedimento di stralcio delle posizioni archiviate dal procedimento principale. In data 24 gennaio 2012, il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto l'archiviazione di tali posizioni.

In data 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, la Procura della Repubblica di Milano ha notificato, a n. 9 dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504. L'atto, inoltre, contesta la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per un importo, rispettivamente, di 0,47 miliardi e di 1,3 miliardi di euro. L'Agenzia delle Dogane di Milano, competente per il recupero dei tributi evasi, a fronte della documentazione prodotta da Eni, con il Verbale di constatazione del 1° agosto 2011 ha ridotto la contestazione contenuta negli atti della Procura a circa 114 milioni di euro di maggiore imposta, riservandosi di riformulare la contestazione amministrativa sulla base delle eventuali nuove risultanze del processo penale. L'atto non è stato notificato alla società poiché si ritiene si tratti di tema non attinente al D.Lgs. 231 del 2001. In data 6 giugno 2011 è stato notificato, ai difensori dei 9 indagati, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 28 ottobre 2011. Nel corso dell'udienza del 28 ottobre 2011 le difese, al fine di poter valutare compiutamente i fatti oggetto del procedimento penale, hanno chiesto un congruo rinvio al fine di poter proseguire l'udienza preliminare solo dopo aver acquisito le determinazioni del "tavolo tecnico" attualmente in corso tra Agenzia delle Dogane, AEEG e ANIGAS. Si sono svolte le discussioni del Pubblico Ministero e delle difese all'esito delle quali il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 7 maggio 2012 pronunciando ordinanza ai sensi dell'art. 422 c.p.p. con la quale ha disposto, quale attività d'integrazione probatoria, l'audizione del Direttore dell'Area Procedure e Controlli Settore Accise dell'Agenzia delle Dogane Direzione Regionale per la Lombardia.

(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 all'assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH. Nell'aprile del 2010, l'ufficio inquirente ha proposto un accordo sulla vicenda. Con comunicazione in data 4 marzo 2011, inviata ad Agip KCO

NV, l'ufficio della Finance Police kazaka ha comunicato di aver adottato la decisione di chiudere il caso.

(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 a 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 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. Il 29 novembre 2010, la Guardia di Finanza di Milano ha richiesto di sentire manager Eni in merito all'evoluzione intervenuta nella gestione dei contratti di appalto assegnati da Agip KCO ai consorzi NCC e OIC. Successivamente, la Polizia Tributaria di Milano ha convocato due manager per essere sentiti in merito all'indagine avviata dalla Procura di Milano.

(vii) **Algeria.** In data 4 febbraio 2011 è pervenuta, dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento è richiesta la trasmissione – con riferimento a "ipotesi di reato di corruzione internazionale" – di documentazione relativa ad attività di società del Gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip). Tale richiesta è stata trasmessa per competenza a Saipem SpA in data 4 febbraio 2011. 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 quindi avviata la raccolta della documentazione e, il 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto. Eni, in un'ottica di massima collaborazione, ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P) non esplicitamente menzionato nella richiesta della Procura, ma sul quale risulta siano in corso indagini in Algeria. Eni e Saipem continuano a fornire la piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Saipem non ha ricevuto alcuna ulteriore richiesta in merito.

(viii) **Libia.** In data 10 giugno 2011, Eni ha ricevuto, da parte della US SEC, una richiesta giudiziale formale (subpoena) di produzione documentale relativa alle attività Eni in Libia dal 2008 ad oggi. La richiesta si riferisce a un'indagine in corso senza ulteriori precisazioni né ipotesi specifiche di violazioni ipotizzate e ha per oggetto "certain illicit payments to Libyan officials" in possibile violazione del Foreign Corruption Practice Act. A fine dicembre 2011, è stata ricevuta una richiesta informale d'integrazione della documentazione prodotta in risposta al subpoena notificato in giugno. Eni sta pienamente collaborando con gli uffici della SEC.

(ix) **Iraq.** In data 21 giugno 2011, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del gruppo e di società terze in relazione a ipotesi di reato "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni." La perquisizione ha riguardato, unicamente, gli uffici (e anche le abitazioni private) di alcuni dipendenti del gruppo (un dipendente di Eni Zubair e un dirigente di Saipem) e di società terze. I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait.

Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni" nell'atto della Procura della Repubblica di Milano; il dipendente di Eni Zubair si è dimesso e la società, nell'accettare le dimissioni, si è riservata di agire nei suoi confronti a tutela dei propri diritti e, successivamente, ha avviato un'azione in sede civile anche nei confronti delle altre persone fisiche menzionate nell'atto di sequestro.

Nonostante le società del gruppo appaiano parti lese, è stata notificata a Eni SpA e a Saipem SpA, contestualmente al decreto di sequestro, informativa di garanzia ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001.

Già in sede di verbalizzazione delle operazioni di sequestro, Eni SpA, per la parte relativa alle attività irachene, ha fatto valere la sua estraneità ai fatti trattandosi di attività che fanno capo alla controllata Eni Zubair, nonché, viste le contestazioni avanzate nell'atto, la posizione di Eni Zubair ed eventualmente della stessa Eni di parte lesa. Sono state notificate a Eni SpA dalla Procura della Repubblica le richieste di proroga del termine delle indagini preliminari in occasione delle quali si è appreso del coinvolgimento nelle indagini di un ulteriore dipendente della società e di altri fornitori. Eni ha avviato una verifica, incaricando una società di consulenza esterna che ha prodotto un audit preliminare che sarà integrato da ulteriori elementi in fase di acquisizione.

A tale riguardo, anche Saipem ha provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare tramite la funzione Internal Audit una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna.

L'audit svolto non ha fatto emergere elementi di rilievo né tantomeno penalmente rilevanti in relazione al dipendente coinvolto; pertanto, il dipendente di Saipem SpA coinvolto nella vicenda, che nel frattempo era stato sospeso in via cautelare, è stato riammesso in servizio e destinato ad altro incarico.

Il Pubblico Ministero incaricato delle indagini ha disposto il dissequestro della documentazione in possesso del dipendente relativamente alla stessa vicenda. In data 2 marzo 2012, è stata notificata a Saipem SpA la richiesta di proroga del termine di durata delle indagini preliminari presentata dal Pubblico Ministero.

5. 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 prospicienti il territorio comunale per un ammontare di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni e 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, e 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. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. 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

(i) Contenzioso Karachaganak. Il 14 dicembre 2011 il consorzio di compagnie internazionali che opera il giacimento Karachaganak (Eni co-operatore con il 32,5%) e la Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un settlement agreement vincolante per la chiusura del contenzioso contrattuale e vari contenziosi in materia fiscale. L'accordo è atteso perfezionarsi entro giugno 2012 subordinantamente al verificarsi di alcune condizioni. In particolare, le Autorità fiscali del Kazakhstan avevano contestato presunti omessi versamenti di imposte sul reddito e altre imposte per gli esercizi a partire dal 2000 fino a tutto il 2009 imputabili alle società Eni Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak. In un momento successivo, le Autorità kazakhe avevano contestato anche la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice nel periodo dal 2003 fino a tutto il 2009. A fronte dei predetti contenziosi fiscali e considerando i termini dell'accordo Eni ha sostenuto oneri e adeguato il relativo fondo rischi per un ammontare complessivo di 32 milioni di dollari. Per maggiori informazioni sull'accordo si rinvia alla sezione Andamento Operativo - Settore Exploration & Production - Notizie Paese, nella Relazione sulla Gestione.

(ii) Eni Angola Production BV. Nel 2009 il Ministero delle Finanze angolano a seguito di verifica fiscale 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. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

6. Contenziosi chiusi

Nel corso dell'esercizio 2011 si sono estinti i seguenti contenziosi segnalati nella relazione finanziaria annuale 2010 (nota n. 34):

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

Eni SpA

(i) Subsidenza;

(ii) Presunto danneggiamento - Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela;

(iii) Incendio colposo nella Raffineria di Gela.

Tali contenziosi si sono estinti senza conseguenze per Eni.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrari

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

(i) Serfactoring SpA: cessione crediti. In relazione a tale procedimento, Serfactoring, Syndial e Agrifactoring hanno raggiunto un accordo transattivo, perfezionato in data 29 luglio 2011, sulla base del quale, a chiusura del contenzioso in essere tra le parti e a saldo e stralcio di ogni pretesa avanzata da Agrifactoring nei confronti di Serfactoring e Syndial, Serfactoring ha corrisposto ad Agrifactoring la somma complessiva di 65 milioni di euro. Tale importo trova piena copertura nel fondo rischi già accantonato da Eni.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA e Eni Adfin SpA

(ii) Contestazione relativamente alle dichiarazioni dei redditi presentate da Padana Assicurazioni. Nel corso del 2011 è stato definito il contenzioso con l'Agenzia delle Entrate relativo alle dichiarazioni dei redditi presentate dalla società Padana Assicurazioni SpA per i periodi d'imposta 2005, 2006 e 2007 in relazione alle quali l'Agenzia aveva contestato l'indebita deduzione di costi e la valorizzazione del ramo d'azienda rischi industriali, trasferito nel 2007 alla società Eni Insurance Ltd. Le contestazioni sono state definite mediante il pagamento di complessivi 46,7 milioni di euro utilizzando il relativo fondo rischi stanziato nel 2010.

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 originariamente 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. Il concessionario ha tuttavia diritto a non più di due proroghe di dieci anni qualora abbia eseguito i programmi di stoccaggio e adempiuto tutti gli altri obblighi derivanti dalla concessione. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel corso del 2011 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale un apposito decreto con il quale sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale (ATM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni. Alla scadenza delle precedenti concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione al gestore subentrante, è riconosciuto un valore di rimborso 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. La normativa 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 rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation della Relazione sulla gestione. 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 Legislativo 152/2006; (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 127,3 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,5 per il 2010, 25,3 per il 2011, 24,9 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 3,8 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012. Le quote relative ai "nuovi entranti" includono solo quelle fisicamente assegnate e iscritte nel registro delle emissioni. Nell'esercizio 2011 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 24,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 26,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 2,2 milioni di tonnellate. A tale surplus si aggiungono circa 0,16 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 2,3 milioni di tonnellate.

25 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 si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	83.519	98.864	109.147
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(292)	(341)	442
	83.227	**98.523**	**109.589**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Accise	12.122	11.785	11.863
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.680	1.868	2.470
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.435	2.996	3.375
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.531	2.150	1.810
Vendite in conto permuta di altri beni	55	79	9
	17.823	**18.878**	**19.527**

I ricavi delle vendite e prestazioni di 109.147 milioni di euro comprendono i ricavi di commessa riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 10.510 milioni di euro (rispettivamente 8.349 e 8.779 milioni di euro nel 2009 e 2010) e i ricavi derivanti dalla costruzione e dal potenziamento delle infrastrutture di distribuzione connessi agli accordi per servizi in concessione per 364 milioni di euro (357 milioni di euro nel 2010).
I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 41 - 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)	2009	2010	2011
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	306	266	114
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	148	50	99
Locazioni e affitti di azienda	100	84	97
Indennizzi	54	47	67
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	31	52	28
Altri proventi (*)	479	457	528
	1.118	**956**	**933**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 114 milioni di euro riguardano per 74 milioni di euro asset del settore Exploration & Production.

26 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)	2009	2010	2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	40.311	48.261	60.724
Costi per servizi	13.520	15.400	14.034
Costi per godimento di beni di terzi	2.567	3.066	3.113
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.055	1.407	551
Altri oneri	1.527	1.309	1.214
	58.980	**69.443**	**79.636**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(576)	(243)	(375)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(53)	(65)	(70)
	58.351	**69.135**	**79.191**

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 12 milioni di euro (79 e 26 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 191 milioni di euro (207 e 221 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 1.305 milioni di euro (1.220 e 1.400 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 1.295 milioni di euro (641 e 1.214 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Pagabili entro:			
1 anno	886	1.023	839
da 2 a 5 anni	2.335	2.278	1.385
oltre 5 anni	1.034	752	255
	4.255	**4.053**	**2.479**

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. Il decremento dei pagamenti minimi futuri dovuti di 1.574 milioni di euro comprende gli effetti relativi all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione del 100% delle società Eni Gas Transport International SA e Eni Gas Transport Deutschland SpA (1.086 milioni di euro).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 551 milioni di euro (1.055 e 1.407 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) riguardano in particolare l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di 184 milioni di euro (accantonamenti netti di 258 e 1.352 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di 160 milioni di euro (accantonamento netto di 333 milioni di euro e utilizzo netto di 185 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Salari e stipendi	3.330	3.565	3.704
Oneri sociali	706	714	760
Oneri per programmi per benefici ai dipendenti	137	164	158
Altri costi	342	600	360
	4.515	**5.043**	**4.982**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(280)	(209)	(185)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(54)	(49)	(48)
	4.181	**4.785**	**4.749**

Gli altri costi di 360 milioni di euro (342 e 600 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) comprendono oneri per programmi a contributi definiti per 113 milioni di euro (122 e 104 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e oneri per esodi agevolati per 209 milioni di euro (134 e 423 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).
Gli oneri per programmi per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 28 - Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2009	2010	2011
Dirigenti	1.653	1.569	1.580
Quadri	13.255	13.122	13.324
Impiegati	37.207	37.589	38.590
Operai	26.533	26.550	25.819
	78.648	**78.830**	**79.313**

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 2011 sono in essere n. 11.873.205 opzioni per l'acquisto di n. 11.873.205 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro.
Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2011	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2011 (euro)
Assegnazione 2004	628.100	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.201.950	23,121
Assegnazione 2007	1.876.980	27,451
Assegnazione 2008	3.884.675	22,540
	11.873.205	

Al 31 dicembre 2011 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2004, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2005, di 7 mesi per il piano 2006, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2007 e di 2 anni e 7 mesi per il piano 2008.
Il piano di stock option più recente 2006-2008 prevede che 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 2011 è costituita dal carry-over dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2009			2010			2011		
	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	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**	**15.737.120**	**23,005**	**16,398**
Diritti esercitati nel periodo	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623
Diritti decaduti nel periodo	(4.073.095)	13,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474
Diritti esistenti al 31 dicembre	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**	**15.737.120**	**23,005**	**16,398**	**11.873.205**	**23,101**	**15,941**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**7.298.155**	**21,843**	**17,811**	**8.896.125**	**23,362**	**16,398**	**11.863.335**	**23,101**	**15,941**

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 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:

		2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 3 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2009 e nel 2010).

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 di ogni esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a 35, 33 e 34 milioni di euro rispettivamente per il 2009, il 2010 e il 2011 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Salari e stipendi	20	20	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro			2
Stock option	4	2	
	35	**33**	**34**

Compensi spettanti agli Amministratori e ai Sindaci

I compensi spettanti agli Amministratori ammontano a 9,9, 9,7 e 8,4 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011. I compensi spettanti ai Sindaci ammontano a 0,475, 0,511 e 0,513 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011.

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, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	66	111	135
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di trading		7	53
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(11)	13	(17)
	55	**131**	**171**

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati non di copertura riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS. Inoltre, in questa voce sono classificati anche i proventi (oneri) da valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (oneri per 4 milioni di euro).

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di trading riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ammortamenti:			
- attività materiali	6.658	7.141	6.544
- attività immateriali	2.110	1.744	1.758
	8.768	**8.885**	**8.302**
Svalutazioni:			
- attività materiali	990	257	891
- attività immateriali	62	441	154
	1.052	**698**	**1.045**
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(1)		(15)
- rivalutazioni di attività immateriali			(9)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(2)	(3)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(2)	(2)	(2)
	9.813	**9.579**	**9.318**

32 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	5.950	6.117	6.379
Oneri finanziari	(6.497)	(6.713)	(7.396)
	(547)	**(596)**	**(1.017)**
Strumenti finanziari derivati	(4)	(131)	(112)
	(551)	**(727)**	**(1.129)**

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(423)	(551)	(610)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(330)	(215)	(312)
- Interessi attivi verso banche	33	18	22
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	47	21	19
	(673)	**(727)**	**(881)**
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	5.572	5.897	6.191
- Differenze passive di cambio	(5.678)	(5.805)	(6.302)
	(106)	**92**	**(111)**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	223	187	149
- Proventi su partecipazioni	163		
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	39	73	75
- Interessi su crediti d'imposta	4	2	2
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(218)	(251)	(247)
- Altri proventi (oneri) finanziari	21	28	(4)
	232	**39**	**(25)**
	(547)	**(596)**	**(1.017)**

(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 (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Strumenti finanziari derivati su valute	40	(111)	29
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(52)	(39)	(141)
Opzioni su titoli	8	19	
	(4)	**(131)**	**(112)**

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di 112 milioni di euro (4 e 131 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari 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 gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze 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 degli strumenti finanziari derivati.

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)	2009	2010	2011
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	693	717	678
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(241)	(149)	(106)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(59)	(31)	(28)
	393	**537**	**544**

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 17 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Dividendi	164	264	659
Plusvalenze nette da vendita	16	332	1.125
Altri proventi (oneri) netti	(4)	23	(157)
	176	**619**	**1.627**

I dividendi di 659 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (483 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (82 milioni di euro) e la Saudi European Petrochemical Company "IBN ZAHR" (67 milioni di euro).

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2011 di 1.125 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione del 100% di Eni Gas Transport International SA (647 milioni di euro), dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH (338 milioni di euro), del 100% di Gas Brasiliano Distribuidora SA (50 milioni di euro) e del 46% (intera quota posseduta) di Transitgas AG (34 milioni di euro). Le plusvalenze da vendite relative al 2010 di 332 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione del 100% della Società Padana Energia SpA (169 milioni di euro), la cessione del controllo (25%) della GreenStream BV (93 milioni di euro) e la cessione del 100% della Distri RE SA (47 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.

Gli altri oneri netti relativi al 2011 di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente l'azzeramento del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulla relativa CGU per le aspettative reddituali negative del settore della raffinazione (157 milioni di euro).

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.724	1.315	1.408
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.989	7.893	8.286
- imprese estere	483	521	635
	8.196	**9.729**	**10.329**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(534)	(474)	(435)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(733)	(97)	936
- imprese estere	(173)	(1)	(156)
	(1.440)	**(572)**	**345**
	6.756	**9.157**	**10.674**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.408 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.039 milioni di euro, l'IRAP per 249 milioni di euro e imposte estere per 120 milioni di euro.
Le imposte differite relative alle imprese estere operanti nel settore Exploration & Production comprendono l'adeguamento del fondo imposte differite per 573 milioni di euro a seguito del cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte di Eni nell'ambito di una business combination.
L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 57,8% (56,0% e 55,4% rispettivamente nel 2009 e nel 2010) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 43,1% (40,1% e 39,6% rispettivamente nel 2009 e nel 2010) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%[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:

(%)	2009	2010	2011
Aliquota teorica	**40,1**	**39,6**	**43,1**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	13,3	15,0	12,2
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009		1,5	0,9
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia	2,4		
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,2	(0,7)	1,6
	15,9	**15,8**	**14,7**
	56,0	**55,4**	**57,8**

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,5 punti percentuali (16,1 punti percentuali nel 2009 e nel 2010).
Nel 2011, le differenze permanenti e altre motivazioni di 1,6 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,2 punti percentuali relativo all'indeducibilità dell'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme. Nel 2010, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 0,7 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,6 punti percentuali relativi al provento non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust. Nel 2009, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,2 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, l'accantonamento di 250 milioni di euro connesso alla stima della sanzione delle Autorità USA relativa al consorzio TSKJ; (ii) in diminuzione, la 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 (222 milioni di euro).
L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: (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).

(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 gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011) con l'estensione dell'ambito di applicazione alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture energetiche.

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 3.622.405.852, di 3.622.454.738 e di 3.622.616.182 rispettivamente negli esercizi 2009, 2010 e 2011.

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 messe in circolazione.

Al 31 dicembre 2009, 2010 e 2011 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione 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 3.622.438.937, di 3.622.469.713 e di 3.622.616.182 rispettivamente negli esercizi 2009, 2010 e 2011.

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:

		2009	2010	2011
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.622.405.852**	**3.622.454.738**	**3.622.616.182**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option		33.085	14.975	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.622.438.937**	**3.622.469.713**	**3.622.616.182**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**4.367**	**6.318**	**6.860**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**1,21**	**1,74**	**1,89**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**1,21**	**1,74**	**1,89**

41 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
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	(436)	(420)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	172	142		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	1.868	1.461	(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
2010									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	29.497	29.576	43.190	6.141	10.581	105	1.386	100	
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.550)	(833)	(1.345)	(243)	(1.802)	(25)	(1.255)		
Ricavi da terzi	12.947	28.743	41.845	5.898	8.779	80	131	100	98.523
Risultato operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	33	(58)	199	2	35	1.146	50		1.407
Ammortamenti e svalutazioni	7.051	1.399	409	135	516	10	79	(20)	9.579
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68	1		(2)	(10)		537
Attività direttamente attribuibili [b]	49.573	34.943	14.356	3.076	12.715	362	754	(917)	114.862
Attività non direttamente attribuibili									16.998
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.974	2.370	1.058	30	174	54	8		5.668
Passività direttamente attribuibili [c]	12.330	10.048	6.197	874	5.760	2.898	1.307	(101)	39.313
Passività non direttamente attribuibili									36.819
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.690	1.685	711	251	1.552	22	109	(150)	13.870

(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
2011									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	29.121	34.731	51.219	6.491	11.834	85	1.365	(54)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.444)	(1.083)	(2.791)	(289)	(1.324)	(23)	(1.249)		
Ricavi da terzi	10.677	33.648	48.428	6.202	10.510	62	116	(54)	109.589
Risultato operativo	15.887	1.758	(273)	(424)	1.422	(427)	(319)	(189)	17.435
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	53	137	57	11	79	201	13		551
Ammortamenti e svalutazioni	6.440	1.100	839	250	631	6	75	(23)	9.318
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	100		95	(45)	(1)		544
Attività direttamente attribuibili [b]	56.139	36.357	15.031	3.066	13.521	378	810	(1.060)	124.242
Attività non direttamente attribuibili									18.703
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.317	2.375	890	38	179	37	7		5.843
Passività direttamente attribuibili [c]	13.844	10.893	5.972	761	5.437	3.020	1.095	(54)	40.968
Passività non direttamente attribuibili									41.584
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.435	1.721	866	216	1.090	10	128	(28)	13.438

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.
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
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
2010								
Attività direttamente attribuibili [a]	45.342	16.322	5.091	6.837	12.459	27.322	1.489	114.862
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.044	1.710	724	1.156	1.941	5.083	212	13.870
2011								
Attività direttamente attribuibili [a]	47.908	16.196	6.763	7.465	14.077	29.942	1.891	124.242
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.587	1.337	1.174	978	1.608	4.369	385	13.438

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Italia	27.950	47.802	33.805
Resto dell'Unione Europea	24.331	21.125	35.536
Resto dell'Europa	5.213	4.172	7.537
Americhe	7.080	6.282	9.612
Asia	8.208	5.785	10.258
Africa	10.174	13.068	11.333
Altre aree	271	289	1.508
	83.227	**98.523**	**109.589**

42 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 controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;

(c) 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. I rapporti intrattenuti con Eni Foundation nel 2011 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.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi SpA e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni SpA fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi SpA è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine di assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

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 2011" 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 escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011 è la seguente:

Esercizio 2009

(milioni di euro)

	31.12.2009			2009						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		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 & Co KG	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 - Suporte 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				
Unión 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 controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE - Gestore Servizi Energetici	83	74		373		79	342	15		19
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a controllo 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.

Esercizio 2010

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010 Crediti e altre attività	31.12.2010 Debiti e altre passività	31.12.2010 Garanzie	2010 Costi Beni	2010 Costi Servizi	2010 Costi Altro	2010 Ricavi Beni	2010 Ricavi Servizi	2010 Ricavi Altro	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14	2		1	5		56			
Agiba Petroleum Co	2	5			95					
Altergaz SA							262			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65			78			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1	19	51		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37		152			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	20						121			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	28	12	6.054		5			37		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	3	76		3			6		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	3						62			
GreenStream BV	4	13			95		1	2		
Karachaganak Petroleum Operating BV	39	253		821	346	28	8	7		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	51	1						17		
Mellitah Oil & Gas BV	30	137			225			33		
Petrobel Belayim Petroleum Co	8	34			714			3	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	21	20			266		157	7	1	
Rosa GmbH	7						50			
Saipon Snc	2		53					29		
Super Octanos CA		23		58			2			
Supermetanol CA		13		57					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69		32	149		1	37		
Transitgas AG		8			70					
Unión Fenosa Gas SA	11		58				60		1	
Altre [*]	138	51	11	27	232	50	35	91	12	
	406	**755**	**6.290**	**1.015**	**2.486**	**78**	**817**	**272**	**17**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		917	7	
Eni BTC Ltd			152							
Altre [*]	22	22	3	4	48	2	5	23	4	
	199	**307**	**155**	**6**	**942**	**7**	**5**	**940**	**11**	
	605	**1.062**	**6.445**	**1.021**	**3.428**	**85**	**822**	**1.212**	**28**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	44		20	318	1	128	471		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	37		22	9		
GSE - Gestore Servizi Energetici	94	104		466		81	462	16		3
Terna SpA	35	41		115	71	31	55	28	9	38
Altre imprese a controllo statale [*]	62	44			74	4	44	5	21	
	318	**277**		**651**	**500**	**117**	**711**	**529**	**30**	**41**
	923	**1.339**	**6.445**	**1.672**	**3.928**	**202**	**1.533**	**1.741**	**58**	**41**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2011

(milioni di euro)

	31.12.2011			2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14		2		6		60			
Agiba Petroleum Co	3	5			86					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			43			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		33	1	25	59		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			146			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						147			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	10	6.074		4			21		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	24	91			84			38		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	29						201			
Gaz de Bordeaux SAS	11						69			
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		1.108	256	23	8	5		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	2			2			13		
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			71			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	25	46			576			69		
Petromar Lda	74	6	57		7			68		
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			322		232	16	1	
Saipon Snc	21		48					5		
Super Octanos CA	6	35		58				7	1	
Supermetanol CA		10		72					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH				33	160		3	54		
Unión Fenosa Gas SA			58				130		1	
Altre [*]	181	100	3	37	311	70	131	93	8	
	604	**790**	**6.243**	**1.333**	**2.133**	**93**	**983**	**395**	**12**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	149	238			781	7		1.182	7	
Eni BTC Ltd			157							
Altre [*]	53	68	6	11	51	3	11	11	8	
	202	**306**	**163**	**11**	**832**	**10**	**11**	**1.193**	**15**	
	806	**1.096**	**6.406**	**1.344**	**2.965**	**103**	**994**	**1.588**	**27**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	48		5	429	2	33	482	1	
Gruppo Finmeccanica	48	51		14	54		22	12		
GSE - Gestore Servizi Energetici	153	158		615		54	607	10		
Terna SpA	19	52		119	110	23	56	26	11	32
Altre imprese a controllo statale [*]	57	41		1	77	5	49	3	4	
	360	**350**		**754**	**670**	**84**	**767**	**533**	**16**	**32**
	1.166	**1.446**	**6.406**	**2.098**	**3.635**	**187**	**1.761**	**2.121**	**43**	**32**

[*] 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 escluse dall'area di consolidamento riguardano:
- la vendita di gas naturale alle società ACAM Clienti SpA, a Gasversorgung Süddeutschland GmbH e a Gaz de Bordeaux SAS;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il servizio di vettoriamento del gas svolto dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alle collegate Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e Trans Austria Gasleitung GmbH e, limitatamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il riaddebito del fuel gas utilizzato come gas di spinta;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG 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;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- 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 di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alle società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Super Octanos CA e Supermetanol 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 e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita e il servizio di 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 e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- 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 degli strumenti finanziari 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 escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011 è la seguente:

Esercizio 2009

(milioni di euro)

	31.12.2009			2009		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
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.

Esercizio 2010

(milioni di euro)

	31.12.2010			2010		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV	104	3			1	
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	119					
Blue Stream Pipeline Co BV		8	648		9	
GreenStream BV	459	2			19	
Raffineria di Milazzo ScpA			120			
Trans Austria Gasleitung GmbH	144				6	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	141				5	
Altre (*)	105	75	24			
	1.072	**88**	**792**		**40**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	53	39	1		1	
	53	**39**	**1**		**1**	
	1.125	**127**	**793**		**41**	

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2011

(milioni di euro)

	31.12.2011			2011		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV		3	204			
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107					
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669		6	
CEPAV [Consorzio Eni per l'Alta Velocità] Due			84			
GreenStream BV	503	1			26	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1	
Société Centrale Electrique du Congo SA	93		6			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				4	
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1	9	
	982	**444**	**1.051**	**1**	**46**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	57	59	1		3	
	57	**59**	**1**		**3**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
	1.039	**503**	**1.052**	**1**	**49**	**338**

(*) 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 escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due, Raffineria di Milazzo ScpA e la Société Centrale Electrique du Congo SA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- i finanziamenti per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV e per Unión Fenosa Gas SA.

I proventi su partecipazioni verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti riguardano la plusvalenza per la cessione dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH alla CDP Gas Srl.

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)	31.12.2009			31.12.2010			31.12.2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	1.355	6,66	23.636	1.356	5,74	24.595	1.496	6,08
Altre attività correnti	1.307	9	0,69	1.350	9	0,67	2.326	2	0,09
Altre attività finanziarie non correnti	1.148	438	38,15	1.523	668	43,86	1.578	704	44,61
Altre attività non correnti	1.938	40	2,06	3.355	16	0,48	4.225	3	0,07
Passività finanziarie a breve termine	3.545	147	4,15	6.515	127	1,95	4.459	503	11,28
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	1.241	6,47	22.575	1.297	5,75	22.912	1.446	6,31
Altre passività correnti	1.856	5	0,27	1.620	5	0,31	2.237		
Altre passività non correnti	2.480	49	1,98	2.194	45	2,05	2.900		

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2009			2010			2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	3.300	3,97	98.523	3.274	3,32	109.589	3.882	3,54
Altri ricavi e proventi	1.118	26	2,33	956	58	6,07	933	43	4,61
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	4.999	8,57	69.135	5.825	8,43	79.191	5.887	7,43
Costo lavoro	4.181	15	0,36	4.785	28	0,59	4.749	33	0,69
Altri proventi (oneri) operativi	55	44	80,00	131	41	31,30	171	32	18,71
Proventi finanziari	5.950	27	0,45	6.117	41	0,67	6.379	49	0,77
Oneri finanziari	(6.497)	(4)	0,06	(6.713)			(7.396)	(1)	0,01
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	176			619			1.627	338	20,77

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)	2009	2010	2011
Ricavi e proventi	3.326	3.332	3.925
Costi e oneri	(4.999)	(5.825)	(4.504)
Altri proventi (oneri) operativi	44	41	32
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	34	182	(140)
Dividendi e interessi	407	521	501
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(1.188)**	**(1.749)**	**(186)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.364)	(1.764)	(1.416)
Disinvestimenti in partecipazioni			533
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	19	10	(21)
Variazione crediti finanziari	83	128	104
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.262)**	**(1.626)**	**(800)**
Variazione debiti finanziari	(14)	(23)	348
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(14)**	**(23)**	**348**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(2.464)**	**(3.398)**	**(638)**

I disinvestimenti in partecipazioni di 533 milioni di euro riguardano la cessione dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH alla CDP Gas Srl, Gruppo Cassa Depositi e Prestiti.
L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2009			2010			2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	11.136	(1.188)	..	14.694	(1.749)	..	14.382	(186)	...
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.254)	(1.262)	12,31	(12.965)	(1.626)	12,54	(11.218)	(800)	7,13
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.183)	(14)	1,18	(1.827)	(23)	1,26	(3.223)	348	...

43 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I (proventi) oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Transazione TSKJ	250	24	
Sanzioni antitrust		(270)	69
	250	**(246)**	**69**

Nel 2011 le operazioni significative non ricorrenti hanno riguardato l'accantonamento di 69 milioni di euro per adeguare la stima della passività esistente a fronte di un procedimento antitrust europeo nel settore delle gomme tenuto conto di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.
Nel 2010 il provento di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'onere di 24 milioni di euro connesso alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria per il procedimento TSKJ; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

44 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2009, 2010 e nel 2011 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 1° marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione, che sono retroattivi dall'inizio del 2011, verranno contabilizzati a partire dall'esercizio 2012. Tale accordo per essere efficace, dovrà essere riflesso nelle relative modifiche ai contratti in essere.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (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)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	10.576	10.616	14.051	17.057	1.989	5.552	6.617	1.674	68.132
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	320	570	2.006	39	1.561	1.979	42	6.549
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	270	33	1.391	716	70	21	53	6	2.560
Immobilizzazioni in corso	909	584	2.069	1.089	4.644	107	1.444	84	10.930
Costi capitalizzati lordi	**11.787**	**11.553**	**18.081**	**20.868**	**6.742**	**7.241**	**10.093**	**1.806**	**88.171**
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	(46.984)
Costi capitalizzati netti società consolidate [a] [b]	**3.767**	**3.782**	**9.523**	**9.801**	**5.986**	**2.542**	**4.502**	**1.284**	**41.187**
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe			79	191		479	178		927
Attività relative a riserve probabili e possibili						469			469
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso				332		139	197		668
Costi capitalizzati lordi			**86**	**523**		**1.093**	**378**		**2.080**
Fondi ammortamento e svalutazione			(73)	(103)		(350)	(66)		(592)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate [a] [b]			**13**	**420**		**743**	**312**		**1.488**
2011									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	11.356	11.481	15.519	19.539	2.523	6.136	8.976	1.889	77.419
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	325	582	2.893	40	1.543	1.409	204	7.027
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	285	34	1.442	923	85	41	61	13	2.884
Immobilizzazioni in corso	956	1.778	2.755	898	5.333	136	1.029		12.885
Costi capitalizzati lordi	**12.628**	**13.618**	**20.298**	**24.253**	**7.981**	**7.856**	**11.475**	**2.106**	**100.215**
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.633)	(8.582)	(9.750)	(13.069)	(906)	(5.411)	(6.806)	(650)	(53.807)
Costi capitalizzati netti società consolidate [a] [b]	**3.995**	**5.036**	**10.548**	**11.184**	**7.075**	**2.445**	**4.669**	**1.456**	**46.408**
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	80	240		698	330		1.350
Attività relative a riserve probabili e possibili		44				271			315
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8			6	3		17
Immobilizzazioni in corso		2	1	1.011		185	223		1.422
Costi capitalizzati lordi		**48**	**89**	**1.251**		**1.160**	**556**		**3.104**
Fondi ammortamento e svalutazione		(2)	(74)	(131)		(388)	(89)		(684)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate [a] [b]		**46**	**15**	**1.120**		**772**	**467**		**2.420**

[a] Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 591 milioni di euro nel 2010 e per 614 milioni di euro nel 2011 per le società consolidate e per 6 milioni di euro nel 2010 e 11 milioni di euro nel 2011 per le società in joint venture e collegate.

[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 3.410 milioni di euro nel 2010 e 3.608 milioni di euro nel 2011 e per le società in joint venture e collegate pari a 76 milioni di euro nel 2010 e 101 milioni di euro nel 2011.

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)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
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
Costi di sviluppo [a]	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820
Totale costi sostenuti società consolidate	**782**	**841**	**2.070**	**2.474**	**1.106**	**676**	**1.274**	**514**	**9.737**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			6	1		9	25		41
Costi di sviluppo [b]			3	62		94	47		206
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			**9**	**63**		**103**	**72**		**247**
2010									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	34	114	84	406	6	223	119	26	1.012
Costi di sviluppo [a]	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911
Totale costi sostenuti società consolidate	**613**	**1.004**	**2.758**	**2.315**	**1.037**	**582**	**1.428**	**186**	**9.923**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			4	2		4	35		45
Costi di sviluppo [b]			7	200		46	114		367
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			**11**	**202**		**50**	**149**		**412**
2011									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo [a]	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
Totale costi sostenuti società consolidate	**853**	**2.021**	**1.672**	**2.877**	**941**	**541**	**1.031**	**310**	**10.246**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo [b]		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**7**	**3**	**664**		**76**	**163**		**913**

[a] Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per 301 milioni di euro nel 2009, per 269 milioni di euro nel 2010 e per 918 milioni di euro nel 2011.
[b] Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per -6 milioni di euro nel 2009, per -3 milioni di euro nel 2010 e per 15 milioni di euro nel 2011.

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 quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930
Totale ricavi	**2.274**	**3.123**	**6.775**	**4.972**	**984**	**1.249**	**1.447**	**210**	**21.034**
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)
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**
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate [b]	**760**	**604**	**1.446**	**316**	**367**	**314**	**(107)**	**(103)**	**3.597**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			15	45		49	123		232
Totale ricavi			**15**	**45**		**49**	**123**		**232**
Costi operativi			(11)	(7)		(7)	(9)		(34)
Imposte sulla produzione			(3)				(41)		(44)
Costi di ricerca			(6)	(1)		(8)	(26)		(41)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(15)		(35)	(25)		(76)
Altri (oneri) proventi			1	6		(11)	(37)		(41)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			**(5)**	**28**		**(12)**	**(15)**		**(4)**
Imposte sul risultato			4	(14)		(10)	(20)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate [b]			**(1)**	**14**		**(22)**	**(35)**		**(44)**

(a) Include svalutazioni di attività per 576 milioni di euro.
(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 320 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate un incremento pari a 26 milioni di euro.

(milioni di euro)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733
Totale ricavi	**2.725**	**3.269**	**8.698**	**7.010**	**1.214**	**1.463**	**1.701**	**358**	**26.438**
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.047**	**2.237**	**6.265**	**2.985**	**779**	**179**	**288**	**155**	**13.935**
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate [b]	**665**	**941**	**2.228**	**1.023**	**488**	**60**	**134**	**119**	**5.658**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			16	65		69	206		356
Totale ricavi			**16**	**65**		**69**	**206**		**356**
Costi operativi			(16)	(9)		(7)	(9)		(41)
Imposte sulla produzione			(3)				(69)		(72)
Costi di ricerca			(4)	(2)		(4)	(35)		(45)
Ammortamenti e svalutazioni			(4)	(26)		(25)	(17)		(72)
Altri (oneri) proventi			6	12		(10)	(67)		(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			**(5)**	**40**		**23**	**9**		**67**
Imposte sul risultato			4	(20)		(17)	(33)		(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate [b]			**(1)**	**20**		**6**	**(24)**		**1**

(a) Include svalutazioni di attività per 123 milioni di euro.
(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate pari a 385 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate una riduzione pari a 5 milioni di euro.

(milioni di euro)

2011	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
Totale ricavi	**3.583**	**4.209**	**7.046**	**7.882**	**1.679**	**1.411**	**1.766**	**437**	**28.013**
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.848**	**2.968**	**4.919**	**3.941**	**1.230**	**377**	**490**	**196**	**15.969**
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate [b]	**1.087**	**925**	**1.906**	**1.261**	**817**	**220**	**306**	**76**	**6.598**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
Totale ricavi		**2**	**19**	**93**		**89**	**262**		**465**
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(9)**	**9**	**65**		**29**	**51**		**145**
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate [b]		**(9)**	**5**	**30**		**(3)**	**47**		**70**

(a) Include svalutazioni di attività per 189 milioni di euro.
(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di 118 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate un incremento di 20 milioni di euro.

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 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.

Nel 2011 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 dollari/barile.

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[19] 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[20]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e 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 e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton[20] hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011[21].

Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

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 57%, il 55% e il 49% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011. 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%, il 3% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011.

Sono inclusi 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 lo 0,3%, lo 0,6% e lo 0,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti 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 incertezza. 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 2009, 2010 e 2011.

(19) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.
(20) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2011".
(21) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia [a]	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243
di cui: sviluppate	*111*	*222*	*613*	*576*	*298*	*92*	*74*	*23*	*2.009*
non sviluppate	*75*	*55*	*210*	*207*	*613*	*14*	*57*	*3*	*1.234*
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270
Miglioramenti di recupero assistito		8	10	15					33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2009	**233**	**351**	**895**	**770**	**849**	**94**	**153**	**32**	**3.377**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			14	8		101	19		142
di cui: sviluppate			*11*	*4*		*11*	*7*		*33*
non sviluppate			*3*	*4*		*90*	*12*		*109*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime									
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1						1
Produzione			(2)	(1)			(3)		(6)
Cessioni						(51)			(51)
Riserve al 31 dicembre 2009			**13**	**7**		**50**	**16**		**86**
Riserve al 31 dicembre 2009	**233**	**351**	**908**	**777**	**849**	**144**	**169**	**32**	**3.463**
Sviluppate	**141**	**218**	**669**	**548**	**291**	**52**	**93**	**23**	**2.035**
consolidate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
joint venture e collegate			10	4		7	13		34
Non sviluppate	**92**	**133**	**239**	**229**	**558**	**92**	**76**	**9**	**1.428**
consolidate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
joint venture e collegate			3	3		43	3		52

[a] Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

[milioni di barili]

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
di cui: sviluppate	*141*	*218*	*659*	*544*	*291*	*45*	*80*	*23*	*2.001*
non sviluppate	*92*	*133*	*236*	*226*	*558*	*49*	*73*	*9*	*1.376*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	(37)	62	2		335
Miglioramenti di recupero assistito			1	1					2
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61
Produzione	(23)	(44)	(108)	(116)	(24)	(17)	(22)	(3)	(357)
Cessioni			(1)	(2)					(3)
Riserve al 31 dicembre 2010	**248**	**349**	**978**	**750**	**788**	**139**	**134**	**29**	**3.415**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
di cui: sviluppate			*10*	*4*		*7*	*13*		*34*
non sviluppate			*3*	*3*		*43*	*3*		*52*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			8			(6)	(2)		
Miglioramenti di recupero assistito							12		12
Estensioni e nuove scoperte							117		117
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			**19**	**6**		**44**	**139**		**208**
Riserve al 31 dicembre 2010	**248**	**349**	**997**	**756**	**788**	**183**	**273**	**29**	**3.623**
Sviluppate	**183**	**207**	**674**	**537**	**251**	**44**	**87**	**20**	**2.003**
consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate	**65**	**142**	**323**	**219**	**537**	**139**	**186**	**9**	**1.620**
consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
joint venture e collegate			1	2		39	114		156

(milioni di barili)

2011	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
di cui: sviluppate	*183*	*207*	*656*	*533*	*251*	*39*	*62*	*20*	*1.951*
non sviluppate	*65*	*142*	*322*	*217*	*537*	*100*	*72*	*9*	*1.464*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		(15)
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		39
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	(302)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	**259**	**372**	**917**	**670**	**653**	**106**	**132**	**25**	**3.134**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
di cui: sviluppate			*18*	*4*		*5*	*25*		*52*
non sviluppate			*1*	*2*		*39*	*114*		*156*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			**17**	**22**		**110**	**151**		**300**
Riserve al 31 dicembre 2011	**259**	**372**	**934**	**692**	**653**	**216**	**283**	**25**	**3.434**
Sviluppate	**184**	**195**	**638**	**487**	**215**	**34**	**117**	**25**	**1.895**
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate	**75**	**177**	**296**	**205**	**438**	**182**	**166**		**1.539**
consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
joint venture e collegate			1	18		110	126		255

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

2009	Italia [a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia [b]	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432
di cui: sviluppate	*57.522*	*31.762*	*100.161*	*40.873*	*56.762*	*12.441*	*9.615*	*6.263*	*315.399*
non sviluppate	*22.977*	*8.479*	*78.554*	*18.138*	*12.245*	*13.361*	*7.379*	*10.900*	*172.033*
Acquisizioni				15			3.853		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)
Miglioramenti di recupero assistito		715							715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)
Cessioni		(64)					(50)		(114)
Riserve al 31 dicembre 2009	**76.556**	**39.066**	**166.907**	**60.219**	**60.571**	**23.062**	**17.807**	**16.280**	**460.468**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			382	54		84.966			85.402
di cui: sviluppate			*300*	*17*		*11.576*			*11.893*
non sviluppate			*82*	*37*		*73.390*			*73.509*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			94	95		267	46		502
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.275					2.275
Produzione			(57)	(7)		(331)	(2)		(397)
Cessioni						(42.791)			(42.791)
Riserve al 31 dicembre 2009			**419**	**2.417**		**42.111**	**44**		**44.991**
Riserve al 31 dicembre 2009	**76.556**	**39.066**	**167.326**	**62.636**	**60.571**	**65.173**	**17.851**	**16.280**	**505.459**
Sviluppate	**56.643**	**34.853**	**99.038**	**41.572**	**52.651**	**21.402**	**14.352**	**15.991**	**336.502**
consolidate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
joint venture e collegate			314	142		6.133	35		6.624
Non sviluppate	**19.913**	**4.213**	**68.288**	**21.064**	**7.920**	**43.771**	**3.499**	**289**	**168.957**
consolidate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
joint venture e collegate			105	2.275		35.978	9		38.367

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2008 e 2009 comprendono rispettivamente 21.112 e 21.766 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.
(b) Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

[milioni di metri cubi]

2010	Italia [a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
di cui: sviluppate	*56.643*	*34.853*	*98.724*	*41.430*	*52.651*	*15.269*	*14.317*	*15.991*	*329.878*
non sviluppate	*19.913*	*4.213*	*68.183*	*18.789*	*7.920*	*7.793*	*3.490*	*289*	*130.590*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.572	(5.059)	5.983	1.160	(512)	36.145
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022
Produzione	(6.958)	(5.782)	(17.232)	(4.551)	(2.449)	(4.497)	(4.095)	(989)	(46.553)
Cessioni	(1.350)		(59)	(1)			(8)		(1.418)
Riserve al 31 dicembre 2010	**74.877**	**39.659**	**175.767**	**60.239**	**53.063**	**24.664**	**15.002**	**15.393**	**458.664**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
di cui: sviluppate			*314*	*142*		*6.133*	*35*		*6.624*
non sviluppate			*105*	*2.275*		*35.978*	*9*		*38.367*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			180	(26)		1.217	69		1.440
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			157	957			515		1.629
Produzione			(60)	(9)		(298)	(1)		(368)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			**696**	**3.339**		**43.030**	**627**		**47.692**
Riserve al 31 dicembre 2010	**74.877**	**39.659**	**176.463**	**63.578**	**53.063**	**67.694**	**15.629**	**15.393**	**506.356**
Sviluppate	**58.379**	**31.220**	**88.416**	**43.991**	**45.893**	**21.907**	**12.384**	**15.268**	**317.458**
consolidate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
joint venture e collegate			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	**16.498**	**8.439**	**88.047**	**19.587**	**7.170**	**45.787**	**3.245**	**125**	**188.898**
consolidate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
joint venture e collegate			69	3.232		36.979	454		40.734

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(milioni di metri cubi)

2011	Italia [a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
di cui: sviluppate	*58.379*	*31.220*	*87.789*	*43.884*	*45.893*	*15.856*	*12.211*	*15.268*	*310.500*
non sviluppate	*16.498*	*8.439*	*87.978*	*16.355*	*7.170*	*8.808*	*2.791*	*125*	*148.164*
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	(41.862)
Cessioni		(14)		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	**70.520**	**40.360**	**175.303**	**55.186**	**46.642**	**19.405**	**16.699**	**17.103**	**441.218**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
di cui: sviluppate			*627*	*107*		*6.051*	*173*		*6.958*
non sviluppate			*69*	*3.232*		*36.979*	*454*		*40.734*
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		70.764
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011		**50**	**568**	**9.580**		**85.880**	**37.015**		**133.093**
Riserve al 31 dicembre 2011	**70.520**	**40.410**	**175.871**	**64.766**	**46.642**	**105.285**	**53.714**	**17.103**	**574.311**
Sviluppate	**55.989**	**28.159**	**87.427**	**40.807**	**41.917**	**15.623**	**11.124**	**13.909**	**294.955**
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	**14.531**	**12.251**	**88.444**	**23.959**	**4.725**	**89.662**	**42.590**	**3.194**	**279.356**
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 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 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009, 2010 e 2011. 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 alle 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 Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2009									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)
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**
Imposte sul reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)
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**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**5.237**	**2.391**	**9.634**	**5.809**	**4.307**	**1.688**	**1.538**	**896**	**31.500**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			250	427		2.389	652		3.718
Costi futuri di produzione			(147)	(70)		(773)	(261)		(1.251)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(21)	(137)		(970)	(40)		(1.168)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			**82**	**220**		**646**	**351**		**1.299**
Imposte sul reddito future			(1)	(45)		(260)	(126)		(432)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			**81**	**175**		**386**	**225**		**867**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(28)	(80)		(420)	(82)		(610)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			**53**	**95**		**(34)**	**143**		**257**
Totale	**5.237**	**2.391**	**9.687**	**5.904**	**4.307**	**1.654**	**1.681**	**896**	**31.757**
31 dicembre 2010									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.047	27.973	86.728	45.790	41.053	9.701	8.546	3.846	253.684
Costi futuri di produzione	(4.865)	(7.201)	(12.896)	(13.605)	(6.686)	(3.201)	(2.250)	(611)	(51.315)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.499)	(6.491)	(8.827)	(5.310)	(5.192)	(3.489)	(1.713)	(221)	(35.742)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**20.683**	**14.281**	**65.005**	**26.875**	**29.175**	**3.011**	**4.583**	**3.014**	**166.627**
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(37.108)	(14.468)	(7.213)	(872)	(910)	(805)	(77.227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**14.394**	**4.719**	**27.897**	**12.407**	**21.962**	**2.139**	**3.673**	**2.209**	**89.400**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.224)	(1.608)	(13.117)	(3.884)	(14.829)	(419)	(1.392)	(850)	(43.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**7.170**	**3.111**	**14.780**	**8.523**	**7.133**	**1.720**	**2.281**	**1.359**	**46.077**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			498	750		2.893	7.363		11.504
Costi futuri di produzione			(251)	(98)		(972)	(2.676)		(3.997)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(35)	(128)		(879)	(1.188)		(2.230)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			**212**	**524**		**1.042**	**3.499**		**5.277**
Imposte sul reddito future			(2)	(69)		(338)	(2.145)		(2.554)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			**210**	**455**		**704**	**1.354**		**2.723**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(113)	(160)		(515)	(852)		(1.640)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			**97**	**295**		**189**	**502**		**1.083**
Totale	**7.170**	**3.111**	**14.877**	**8.818**	**7.133**	**1.909**	**2.783**	**1.359**	**47.160**

(milioni di euro)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2011									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	(5.740)	(7.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(7.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**27.748**	**23.249**	**82.559**	**38.338**	**38.893**	**3.709**	**7.457**	**4.148**	**226.101**
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**18.748**	**7.337**	**35.883**	**15.263**	**29.027**	**2.585**	**4.983**	**2.894**	**116.720**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.056**	**4.765**	**19.692**	**10.430**	**11.428**	**2.026**	**3.069**	**1.772**	**62.238**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		23.744
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		(3.186)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**14**	**354**	**1.248**		**3.354**	**8.715**		**13.685**
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**11**	**351**	**1.059**		**2.530**	**3.347**		**7.298**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**11**	**168**	**584**		**705**	**1.192**		**2.660**
Totale	**9.056**	**4.776**	**19.860**	**11.014**	**11.428**	**2.731**	**4.261**	**1.772**	**64.898**

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 2009, 2010 e 2011.

(milioni di euro)

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 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**
Valore al 31 dicembre 2009	**31.500**	**257**	**31.757**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(22.194)	(243)	(22.437)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	24.415	406	24.821
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.926	1.409	3.335
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.464)	(386)	(6.850)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.520	368	8.888
- revisioni delle quantità stimate	12.600	143	12.743
- effetto dell'attualizzazione	6.519	53	6.572
- variazione netta delle imposte sul reddito	(11.802)	(1.115)	(12.917)
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(177)		(177)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.234	191	1.425
Saldo aumenti (diminuzioni)	**14.577**	**826**	**15.403**
Valore al 31 dicembre 2010	**46.077**	**1.083**	**47.160**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
Saldo aumenti (diminuzioni)	**16.161**	**1.577**	**17.738**
Valore al 31 dicembre 2011	**62.238**	**2.660**	**64.898**

PAGINA BIANCA

CONSOLIDATO DI SOSTENIBILITÀ

PAGINA BIANCA

Note al Consolidato di Sostenibilità

Criteri di redazione

Nel 2010, dopo la quarta edizione del bilancio annuale di sostenibilità, Eni ha iniziato un percorso verso la redazione di un bilancio integrato secondo (i) le indicazioni dell'International Integrated Reporting Committee (IIRC) e delle Associazioni Professionali, (ii) i principi indicati nelle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines, versione 3.0" definite nel 2006 dal Global Reporting Initiative (G.R.I.), ottenendo per il proprio reporting 2010 il livello di applicazione del GRI A+.
Nel 2011, a seguito dell'inclusione nel Pilot Programme lanciato dall'IIRC, Eni ha proseguito il percorso di redazione di un bilancio integrato prevedendo nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale la presentazione di informative finanziarie e di sostenibilità e corredando la relazione annuale di una specifica sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità 2011" (di seguito Consolidato di Sotenibilità) che riporta i key performance indicators rilevati su base annuale da Eni.
Il reporting di sostenibilità 2011 del Gruppo Eni e gli indicatori di performance riferiti al triennio 2009-2011 inclusi nella presente sezione sono predisposti in conformità alle "Linee guida per il reporting di sostenibilità, versione 3.1" emesse dal G.R.I. (Global Reporting Initiative), con particolare riferimento ai principi della materialità, completezza, inclusività degli stakeholder e contesto di sostenibilità.

Materialità e inclusività degli stakeholder
L'analisi di materialità per selezionare le informazioni di sostenibilità punta a definire i temi considerati più rilevanti e significativi per l'azienda e per i principali stakeholder di riferimento.
Il livello di interesse e la significatività esterna degli argomenti derivano dal contesto nel quale Eni opera, dall'evoluzione delle tendenze che caratterizzano non solo il settore energetico ma anche l'intero panorama internazionale e dagli impegni assunti da Eni a livello internazionale.
Gli stakeholder considerati nella definizione della materialità comprendono agenzie di rating, istituzioni, governi, associazioni internazionali, ONG, persone di Eni (per informazioni aggiuntive si veda il paragrafo "Le attività di stakeholder engagement"). Il livello di significatività interno delle tematiche di sostenibilità è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia di breve e lungo termine, osservata anche alla luce della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione.
I risultati che emergono dal confronto fra le aspettative esterne e interne vengono infine rivalutate dai senior manager deputati alla definizione dei temi materiali, presentati pubblicamente.

Perimetro di reporting e contesto di sostenibilità
Le informazioni di sostenibilità contenute nella presente sezione e nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale sono integrate a più livelli nel documento. Nella relazione sulla gestione sono state integrate le informazioni finanziarie con quelle di sostenibilità con riferimento alla stategia, al contesto operativo, al mercato e allo scenario nonché al modello di business.
La seguente sezione contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni del periodo 2009-2011 e l'analisi del trend dei principali indicatori di sostenibilità nel triennio di riferimento.
Le informazioni incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del bilancio consolidato 2011, ad accezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo.
Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni): secondo tale approccio, le emissioni rendicontate a livello di interesse per gli stakeholder rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore. Viceversa il criterio equity share, che contraddistingue il bilancio consolidato, prevede che le emissioni associate a un'installazione rappresentino la quota di interesse economico nell'installazione specifica.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità
I dati relativi alle performance riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda.
Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati dell'evoluzione delle performance di Eni.
Gli indicatori e i dati specifici dei diversi settori di business sono riportati nel sito eni.com.
Il Consolidato di Sostenibilità si basa su processi di misura definiti nelle procedure di rendicontazione: livelli di accuratezza inferiori o differenti sono indicati a margine dei dati presentati. Durante l'imputazione da parte dei referenti di ciascuna area tematica, oltre al caricamento dei dati dell'anno di rendicontazione, sono stati verificati e aggiornati anche i due anni precedenti; pertanto, eventuali variazioni nei dati relativi al 2009 e 2010 rispetto alle pubblicazioni dell'anno scorso, sono dovuti a queste rettifiche. I dati sono raccolti attraverso un sistema informativo dedicato, che garantisce l'affidabilità dei flussi informativi e il corretto monitoraggio. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte all'assurance da parte di una società indipendente, verificatore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 del Gruppo Eni.

Metodologie di calcolo
Si riportano nel seguito le metodologie di calcolo relative al valore aggiunto, agli indici di frequenza e di gravità degli infortuni, all'indice di intensità energetica della raffinazione e agli indici di emissione.

Il valore aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. La configurazione scelta in questo bilancio è quella del valore aggiunto globale al netto degli ammortamenti. Il valore aggiunto globale netto è ripartito tra i seguenti beneficiari: dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); azionisti (dividendi distribuiti); azienda (quota utile reinvestito).

In merito alla performance sulla sicurezza delle persone, sono riportati gli indici di frequenza e gravità di dipendenti e contrattisti. L'indice di frequenza è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con giorni di assenza[1] (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità è definito come il rapporto tra i giorni di assenza[1] dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate.

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2005. Per dare evidenza nel medio e lungo termine alle performance specifiche di settore riguardanti le emissioni di CO_2, sono stai definiti tre indici rappresentativi delle seguenti realtà operative: la produzione di idrocarburi, la raffinazione e la generazione elettrica. Tali indici tengono conto delle condizioni di lavorazione anche molto diverse che si registrano negli anni e permettono il confronto delle performance grazie alla normalizzazione delle emissioni in funzione dei dati operativi.

Gli indici della raffinazione sono calcolati a partire dalla capacità di distillazione equivalente fornita da un ente terzo, gli indici di produzione di idrocarburi considerano la produzione operata netta, quelli del settore energetico l'energia elettrica e termica prodotta espresse in kWh equivalenti. Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono relative a CO_2 e CH_4 (metano); il metano è convertito in CO_2eq utilizzando un Global Warming Potential (GWP) pari a 21.

Per quanto riguarda la nuova metodologia di valutazione del valore generato dalla ricerca, esso consente di valorizzare i risultati dell'R&D sia in termini di valore tangibile sia in termini di creazione di valore intangibile. I benefici tangibili misurano il valore creato per l'azienda attraverso l'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. Tale valore è calcolato utilizzando come base di partenza dati gestionali della divisione/società o modelli ufficiali di valutazione del valore dei progetti industriali. Le ipotesi di calcolo applicate caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti. I benefici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (net present value, NPV). In particolare, i benefici dei progetti E&P sono considerati al 100% includendo la quota del partner. I benefici intangibili sono rilevati valutando da un lato l'efficacia ed efficienza della capacità innovativa della società nel tempo attraverso il numero di primi depositi di domande brevettuali, dall'altro la diffusione di know-how specialistico e l'efficacia della ricerca nel supportare le attività operative.

Informativa sulle modalità di gestione

Modello di gestione della sostenibilità

La creazione di valore sostenibile è perseguita attraverso un modello di business incentrato su asset e driver strategici distribuiti lungo tutta la catena del valore, governato da una good governance, dall'interazione continua con tutti gli stakeholder di riferimento e da un modo di operare costituito da sei elementi distintivi che si applicano in tutti i contesti operativi. La combinazione di questi sei elementi – integrazione, cooperazione, innovazione, eccellenza, inclusione e responsabilità – guida le scelte di investimento e consente di conseguire obiettivi strategici.

Il modello Eni è governato da un sistema normativo a presidio di tutti i processi del Gruppo. Il modello organizzativo prevede che la funzione Sostenibilità svolga funzioni di coordinamento, indirizzo, reporting e di gestione delle relazioni con gli stakeholder e il territorio. Attraverso l'analisi dello scenario internazionale, delle esigenze degli stakeholder, degli impegni presi e della performance dell'azienda, Eni definisce obiettivi prioritari e aree di miglioramento di sostenibilità, declinate nel piano di sostenibilità pluriennale.

Obiettivi, performance, monitoraggio e follow-up

Il piano industriale dell'azienda recepisce gli obiettivi prioritari di sostenibilità e li declina in progetti concreti. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Ciascun obiettivo di sostenibilità viene perseguito con progetti e iniziative definite dalle divisioni e dalle società controllate da Eni e sono inclusi in specifici piani d'azione a breve e medio termine. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla funzione Sostenibilità. Al fine di gestire in modo responsabile e sistematico i propri impatti e di monitorare con accuratezza le proprie perfomance, Eni si è dotata di un sistema di reporting di sostenibilità che valuta periodicamente gli obiettivi e i risultati raggiunti. Il set di indicatori viene aggiornato annualmente sulla base di analisi riguardanti: (1) gli aspetti rilevanti per la sostenibilità del settore energetico, (2) i principali standard internazionali, le linee guida di settore e gli indici di sostenibilità, (3) le common practice e le best practice utilizzate dai principali competitor nell'ambito della comunicazione di sostenibilità.

Sistema normativo

La gestione della sostenibilità è governata dal sistema normativo Eni, in cui sono individuati specifici ruoli e responsabilità per garantirne la funzionalità e l'effettiva operatività in coerenza con il quadro di riferimento generale composto da: disposizioni di legge, lo Statuto, il Codice Etico, il Codice di Autodisciplina, il CoSO Report. Il sistema è composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti di operatività (Procedure, Istruzioni operative). Le Policy sono emesse dal Consiglio di Amministrazione e definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le policy di Eni sono: "Le nostre persone", "I nostri partner della catena

(1) Con il termine "giorni di assenza" si intende un'assenza dal lavoro di almeno un giorno di calendario, ad esclusione del giorno di accadimento dell'infortunio stesso.

del valore", "La global compliance", "La Corporate Governance", "L'eccellenza operativa", "I nostri partner istituzionali", "L'information management", "La sostenibilità", "I nostri asset tangibili e intangibili" e "L'integrità delle nostre operations".
Le MSG vengono utilizzate nella gestione dei processi operativi e nel supporto al business compresi gli aspetti di sostenibilità. Ogni singola società adegua il proprio corpo normativo a quanto previsto dalle singole MSG attraverso apposite procedure e istruzioni operative.

Formazione e informazione
Eni ha pianificato lo sviluppo di percorsi di formazione e sensibilizzazione sui diversi aspetti legati alla sostenibilità e all'etica d'impresa, rivolti ai vari target di popolazione aziendale. I diversi percorsi prevedono sia il rafforzamento del processo di crescita culturale, professionale e manageriale sia l'approfondimento di tematiche specialistiche con impatto diretto sul business (rispetto dei diritti umani, salute sicurezza e ambiente, anti-corruzione, security, ecc.). Per i membri del Consiglio di Amministrazione sono previste una serie di iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la board induction.

Informazioni addizionali

Performance economica
Facendo leva su un modello di business integrato, Eni ha identificato una strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti la cui attuazione si basa sulle linee guida e strategie specifiche a livello di business.

Ambiente
La gestione dell'ambiente è basata su criteri di prevenzione, protezione, informazione e partecipazione e ha come obiettivo: l'individuazione degli aspetti ambientali e l'adozione delle migliori tecnologie; la mitigazione degli impatti ambientali; la gestione di un sistema di prevenzione di eventi avversi di natura ambientale, diretti e indiretti, legati alle attività specifiche delle unità produttive; l'adozione di metodologie sito specifiche per la tutela della biodiversità. Eni ha definito, e aggiorna costantemente, un sistema di gestione integrato salute, sicurezza e ambiente (HSE) che costituisce il riferimento per tutte le unità produttive e prevede un'attività sistematica di audit integrati. Le società e divisioni sono impegnate a contribuire, con le rispettive capacità tecnologiche e competenze professionali, al benessere e al miglioramento della qualità della vita delle comunità in cui operano. Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute e Ambiente di Eni ed è composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.
Eni ha definito una strategia di carbon management per la riduzione delle emissioni climalteranti e gestisce la partecipazione al sistema di Emission Trading attraverso modalità gestionali complesse che comprendono la contabilizzazione fisica, il reporting e la verifica delle emissioni, oltre che le relative operazioni di amministrazione delle quote e dei relativi movimenti.

Pratiche di lavoro e condizioni di lavoro adeguate
Parte della cultura di Eni e base per il successo dell'azienda è la centralità che Eni riconosce alle proprie persone: dalla tutela del lavoro, allo sviluppo delle capacità e delle competenze, alla creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti le medesime opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni. Nella gestione di questi aspetti, come previsto dal sistema normativo, Eni si basa sulle Convenzioni Fondamentali ILO, sull'Accordo sulle relazioni industriali a livello transnazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa con l'ICEM, sull'Accordo con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) e sulle Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali.
La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario per Eni nello svolgimento delle proprie attività. Per questo Eni gestisce la salute e la sicurezza delle persone secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali.

Diritti umani
Il sistema normativo di Eni prevede esplicitamente che "l'azienda s'impegna a rispettare i Diritti Umani internazionalmente riconosciuti nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto nell'ambito di attività affidate a, o condotte con, i partner e da parte degli stakeholder". Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei diritti umani in tutte le azioni dell'azienda. A seguito dell'emanazione di questa linea guida è stato avviato il progetto Human Rights Compliance Assessment e nel 2011 è stato istituito un Gruppo di Lavoro sui Diritti Umani per la realizzazione della due diligence e delle altre indicazioni contenute nei Guiding Principles dell'ONU.

Società
Eni identifica e valuta gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle proprie attività, inclusi quelli sulle popolazioni indigene, garantendone la mitigazione e attuando processi di miglioramento. Dal 2008 è stato integrato, nel sistema di gestione HSE, uno standard dedicato all'Environmental and Social Impact Assessment (ESIA), la cui applicazione a tutti i nuovi progetti permette di approfondire la componente socio-economica e culturale nell'analisi degli impatti. Per quanto riguarda il tema della trasparenza e del contrasto alla corruzione in Eni è stata creata l'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza e assistenza specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate. Dal 1° gennaio 2012 è in vigore la nuova Management System Guideline Anti-corruzione (MSG) di Eni, corredata degli Strumenti Normativi Anti-corruzione, che vanno a sostituire le Procedure Ancillari sinora utilizzate.

Responsabilità di prodotto

Per Eni la gestione degli aspetti connessi alla responsabilità di prodotto (salute e sicurezza, informazioni ed etichettatura, marketing e privacy) riguarda principalmente i servizi di fornitura di luce e gas e la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati. Le politiche commerciali di Eni sono finalizzate ad assicurare la qualità dei beni e dei servizi, la sicurezza e la tutela della privacy. In aggiunta a tali aspetti Eni è impegnata nel consolidamento del sistema di relazioni con le Associazioni dei consumatori al fine di garantire un dialogo costante e immediato. Nella gestione del rapporto con cliente e consumatore Eni si assume l'impegno di fornire accurate ed esaurienti informazioni su prodotti e servizi e di attenersi a verità nelle comunicazioni pubblicitarie o di altro genere. Per quanto riguarda la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati Eni attua un impegno costante per la sicurezza dei propri prodotti. I processi di produzione e le formulazioni dei prodotti sono continuamente riesaminati nell'ottica di migliorare la sicurezza tenendo conto anche delle necessità degli utilizzatori finali. Eni fornisce tutte le informazioni sulla conformità dei materiali sia alle particolari normative di prodotto sia alle loro applicazioni finali. Ognuno dei prodotti venduti ha una scheda dati sicurezza conforme allo standard europeo fissato dal Regolamento REACH.

Le attività di stakeholder engagement

Eni promuove la trasparenza e un dialogo continuativo attraverso le unità aziendali dedicate alla cura delle relazioni con i vari interlocutori. Eni effettua indagini periodiche mirate a recepire la percezione dei suoi interlocutori sul proprio operato. Ne sono alcuni esempi le survey condotte sui dipendenti per l'analisi di clima o le indagini rivolte alla popolazione, agli opinion leader o alla stampa per valutare la reputazione di Eni e principali driver che la influenzano. Inoltre Eni, attraverso unità preposte alla gestione di ciascuna categoria di stakeholder, adotta modalità di coinvolgimento che prevedono diversi tipi di consultazioni.
Con le associazioni imprenditoriali e Confindustria Eni partecipa in modo attivo a "Comitati Tecnici" e "Gruppi di Lavoro" su argomenti specifici della sostenibilità (Progetto Rio +20; Comitato Tecnico Energia; Commissione Sviluppo Sostenibile); dialoga e collabora con Assomineraria e Federchimica, realizza visite guidate presso i siti oil&gas, al fine di informare/formare il mondo imprenditoriale e confindustriale territoriale sui temi ambiente e sicurezza.
Con gli analisti e gestori di portafoglio (inclusi SRI) Eni effettua presentazioni trimestrali dei risultati e annuali della strategia, incontri one to one e conference call. In particolare sono state effettuate conference call e incontri per illustrare le performance HSE 2008-2010, i principali target di piano, i sistemi di gestione HSE integrati, le modalità di contenimento del rischio industriale e un approfondimento del sistema e delle proposte di governance. Nel field trip in Congo Brazzaville si è effettuata una presentazione sulle attività in Africa con focus su progetti flaring down e access to energy e una presentazione agli investitori SRI con focus sulla gestione dei rischi nell'upstream, illustrazione dei casi Paese Nigeria e Congo Brazzaville.
Nel rapporto con il governo ed enti locali Eni partecipa a gruppi di lavoro interistituzionali e a conferenze dei servizi. I principali temi trattati riguardano l'ambiente, il territorio e l'innovazione tecnologica. Nel 2011 sul tema "bonifica siti industriali" sono stati affrontati gli aspetti del risanamento ambientale e della restituzione al territorio delle aree bonificate anche attraverso la promozione di accordi ambientali. Nel quadro dell'attuazione del nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti volto a garantirne una maggiore trasparenza, sono stati condotti dialoghi su aspetti normativi e tecnici per il miglioramento del sistema in vista della sua operatività. Nell'ambito del negoziato con la Libia, è stato avviato un processo di collaborazione con la compagnia petrolifera di Stato per attuare iniziative nei settori sanitario, della formazione e dell'ambiente.
Con la Commissione UE Eni promuove confronti bilaterali. Nel 2011 è stato aperto un confronto per la creazione di un'organizzazione/associazione di aziende o&g esclusivamente dedicata allo sviluppo sostenibile: sono stati effettuati i primi incontri sulle attività Eni di "energy for development" e sulla fattibilità del progetto. Nell'ambito dei rapporti con gli organismi internazionali, di particolare rilevanza è stata la partecipazione dell'amministratore delegato all'incontro IEA Energy Business Council in una sessione mista con ministri dell'energia avente il tema della cooperazione per un futuro energetico migliore.
Le Relazioni Industriali di Eni sono caratterizzate da un costante rapporto di interlocuzione con le organizzazioni sindacali attraverso attività di informazione, consultazione e negoziazione oltre a fornire anche supporto alle divisioni/società di Eni allo scopo di favorire i processi di riorganizzazione ed efficienza. Al tal fine Eni ha sottoscritto il 26 maggio 2011 con le organizzazioni sindacali l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti in tale verbale di accordo sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres.
Relativamente alle attività di relazioni industriali a livello internazionale si segnalano i rapporti con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sull'andamento delle politiche Eni in ambito europeo. La funzione relazioni industriali gestisce inoltre i rapporti con l'ICEM (International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Union) con particolare riferimento ai temi di responsabilità sociale d'impresa.
Rispetto alle proprie persone Eni conduce survey volte a raccogliere opinioni e aspettative sull'azienda. Nel 2011 è stata progettata e realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "eni secondo te". Inoltre nell'ambito del programma Cascade sono realizzati ogni anno incontri per trasmettere a tutte le persone di Eni le strategie dell'azienda per area di business.
Nel contesto dei rapporti con le **Nazioni Unite**, Eni dal 2010 è inclusa nel programma **LEAD** del Global Compact e aderisce a una Task Force del **Global Compact** denominata Sustainable Energy for All. La task force sarà una piattaforma privilegiata con cui le aziende contribuiranno al processo di "Rio+20": Eni si è posta alla guida di specifiche iniziative finalizzate a sviluppare partnership pubblico-private per migliorare l'accesso all'energia. Eni contribuirà, attraverso la partecipazione all'iniziativa Access to Energy, promossa dal **WBCSD** (World Business Council for Sustainable Development), allo sviluppo di processi di advocacy destinati a promuovere presso Organizzazioni Internazionali e Governi le condizioni necessarie perché il settore privato possa contribuire all'accesso all'energia nei Paesi in via di sviluppo.
Eni informa e coinvolge le comunità locali, promuovendo una consultazione preventiva, libera e informata, al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo. In Nigeria sono state effettuate consultazioni preventive con le comunità locali (Public Forum) al fine di coinvolgerle nel processo di sviluppo delle comunità. Questi incontri sono realizzati con il coinvolgimento diretto delle parti interessate attraverso l'istituzione di organismi di governance composti da rappresentanti di Eni e delle comunità locali (e comitati di gestione in Ecuador, Pakistan, Congo). Nel 2011 sono state avviate e consolidate collaborazioni con organismi internazionali e locali per la realizzazione di progetti di sviluppo, tra cui UNDP, UNESCO e Earth Institute (Columbia University).

Consiglio di Amministrazione

		2009	2010	2011
Membri del CdA	(numero)	9	9	9
- esecutivi		1	1	1
- non esecutivi		8	8	8
- indipendenti		7	7	7
- non indipendenti		2	2	2
- membri di minoranze		3	3	3
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni [a]	(%)	3,6	5,0	6,2
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni [a]		8,6	9,2	9,5
Membri del CdA sottoposti alla peer review	(numero)	-	-	9
Riunioni annue del CdA		17	18	18
Partecipazione media alle riunioni del CdA	(%)	98,7	95,0	97,0
Sessioni annue di board induction	(numero)	3	0	6

(a) Esclusa Eni SpA.

Il Consiglio di Amministrazione si compone di 9 amministratori di cui 8 non esecutivi e 7 in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del 2006, cui Eni aderisce. Tre consiglieri sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Nel giugno 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i consiglieri e i sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. La sostenibilità e l'etica di impresa sono stati argomenti di induction.
Nel 2011 il Consiglio di Eni ha sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori.
La composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa): Eni ha deciso di raccomandare l'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'efficacia della norma.

Azionariato

Composizione azionariato sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori del dividendo Eni in acconto dell'esercizio 2011 (data pagamento 22 settembre 2011 - data stacco 19 settembre 2011)

	Numero azioni	%
Azionisti di blocco	1.213.731.615	30,30
Investitori istituzionali e professionali	2.026.694.517	50,60
Investitori retail	374.655.724	9,36
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	382.654.833	9,55
Altri (azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative)	7.622.187	0,19
Capitale sociale	4.005.358.876	100,00

Alla data del 31 dicembre 2011 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.
Il Ministero dell'Economia e delle Finanze risulta avere il controllo di fatto in Eni in forza della partecipazione detenuta direttamente (3,93%) e indirettamente, tramite la Cassa Depositi e Prestiti SpA (che detiene il 26,37%), controllata al 70,00% dallo stesso Ministero.

Il sistema di controllo interno

		2009	2010	2011
Interventi di audit integrato	(numero)	75	61	64
- audit a programma		54	39	40
- audit a spot		5	5	7
- follow-up		16	17	17
Numero di raccomandazioni (azioni correttive)		1.331	1.071	1.088
Numero di interventi di Risk Assessment		137	72	78
Media dei tempi di completamento delle azioni correttive	(giorni)	-	-	80

Il sistema di controllo interno Eni, i cui principali aspetti sono descritti nel Capitolo "Altre informazioni" della presente Relazione Finanziaria, è sottoposto nel tempo a verifiche e aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.
Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno nel suo complesso è affidato all'Internal Audit che 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.

Con riferimento alle principali attività svolte dall'Internal Audit, si evidenzia che:
- il numero degli interventi di audit integrato complessivamente emessi nel 2011 è in linea con gli anni precedenti: l'incremento degli interventi spot risente delle attività di accertamento conseguenti a segnalazioni e delle contingenze verificatesi nell'anno;
- il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva ad oggi un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate, a conferma dell'attenzione delle strutture auditate al rispetto delle tempistiche dichiarate;
- le attività di risk assessment 2011, realizzate ai fini della pianificazione integrata degli interventi di audit, hanno riguardato l'aggiornamento delle precedenti risultanze su processi/strutture di Eni SpA e principali società controllate, oggetto di modifiche organizzative/reengineering di processo.

Uno dei principali obiettivi del sistema di controllo interno di Eni è quello di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria.
Nel corso del 2011 il processo di istituzione, mantenimento e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha coinvolto Eni SpA e 105 società controllate (Imprese rilevanti e Altre imprese). Nello specifico, mediante le attività di monitoraggio di linea:
- tutte le società in ambito hanno valutato i propri *Company/Entity Level Control* (CELC);
- le sole Imprese rilevanti (Eni e 33 società), nell'ambito dei 238 processi aziendali ritenuti significativi ai fini dell'informativa finanziaria, hanno sottoposto a valutazione 1.209 *General Computer Control* (GCC) e 3.051 *Process Level Control* (PLC).

Inoltre nel corso del 2011, il monitoraggio indipendente, affidato all'Internal Audit, secondo un piano comunicato dal CFO, ha effettuato verifiche di operatività relativamente a:
- 48 GCC riferiti a 2 società;
- 635 PLC riferiti a 47 processi di 15 società.

Sempre nell'ambito delle attività di monitoraggio indipendente, nel 2011 l'Internal Audit ha verificato la conformità del monitoraggio di linea rispetto alle metodologie definite da Eni relativamente ai CELC per 6 società, per i quali è stata effettuata anche una valutazione indipendente sull'efficacia del disegno e dell'operatività, e a 45 *risk owner* (cui sono attribuiti 441 *PLC*), distribuiti su 12 società.

La gestione delle segnalazioni

(numero)	2009	2010	2011
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno pervenute all'Internal Audit per area segnalata	108	85	87
- approvvigionamenti	31	18	30
- personale	9	9	5
- affari legali	3	1	0
- commerciale	19	17	17
- amministrazione e finanza	2	2	2
- acquisizione assets	0	0	3
- gestione contrattuale	13	19	15
- logistica	13	7	8
- altre aree aziendali (security, HSE, ...)	18	12	7
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	74	99	97
- fondati per i quali sono state adottate azioni correttive sul Sistema di controllo interno	4	7	5
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori	12	16	10
- infondati con azioni	19	27	29
- generici	1	6	15
- infondati	38	43	38
Fascicoli di segnalazioni altre materie pervenute all'Internal Audit per area segnalata	64	92	89
- personale	12	6	24
- Codice Etico	43	67	52
- rapporti con terzi	9	19	13
Fascicoli di segnalazioni altre materie chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	40	75	100
- fondati per i quali sono state adottate azioni di miglioramento	2	2	2
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori	1	2	11
- infondati con azioni	3	13	20
- generici	4	10	2
- infondati	30	48	65

Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2011 sono pervenute 283 segnalazioni raggruppate in 176 fascicoli, di cui 87 (49%) afferenti tematiche relative al "Sistema di controllo interno" e 89 riguardanti le "Altre materie" (51%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 197 fascicoli, di cui 97 afferenti il "Sistema di controllo interno" (49%) e 100 concernenti le "Altre materie" (51%).

Le verifiche effettuate con riferimento ai 197 fascicoli che sono stati archiviati nel 2011 hanno avuto i seguenti esiti:

- per 28 fascicoli (14%) le verifiche hanno confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono state assunte le opportune azioni correttive;
- per 169 fascicoli le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati, tuttavia per 49 (25%) fascicoli sono state comunque assunte azioni di miglioramento sulle strutture aziendali interessate. In conclusione, si sono adottate azioni di miglioramento nel 39% dei casi.

Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati, in costante crescita nell'ultimo triennio, conferma l'ampia diffusione e conoscenza della "procedura segnalazioni".

Si evidenzia che nel 2011 è stata emessa la nuova Procedura sulla Gestione delle Segnalazioni al fine di garantire il costante allineamento alle norme internazionali, rendere più efficienti le attività di istruttoria e l'implementazione delle correlate azioni di miglioramento e ottimizzare l'efficacia dei flussi informativi nei confronti degli Organi di Vigilanza e Controllo di Gruppo.

Il valore aggiunto

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Valore aggiunto globale netto distribuito	17.341	22.349	24.381
- di cui alle risorse umane	4.515	5.043	4.982
- di cui agli azionisti	3.972	4.136	4.339
- di cui agli Stati e alle Pubbliche Amministrazioni	6.756	9.157	10.674
- di cui ai finanziatori	753	766	922
- di cui al sistema impresa	1.345	3.247	3.464

Il valore aggiunto netto distribuito nel 2011 è pari a 24.381 milioni di euro, in aumento rispetto al periodo precedente per l'incremento del risultato operativo sostenuto dalla crescita del prezzo del petrolio e dall'extra-sforzo di recupero della produzione libica. Il valore aggiunto nel 2011 è stato così ripartito:

- 44% allo Stato e Pubbliche Amministrazioni attraverso le imposte sul reddito sia di imprese italiane che di imprese estere;
- 20% alle risorse umane remunerate attraverso salari, stipendi e oneri sociali;
- 18% agli azionisti remunerati attraverso la distribuzione dei dividendi;
- 14% al sistema impresa remunerato attraverso la quota di utile netto reinvestito in azienda (risultato di esercizio al netto dei dividendi e della quota destinata al reintegro delle immobilizzazioni tecniche e immateriali utilizzate nel processo produttivo);
- 4% ai finanziatori remunerati attraverso gli oneri finanziari.

Le relazioni con i clienti e i consumatori

Soddisfazione dei clienti R&M		2009	2010	2011
Indice di soddisfazione clienti R&M	(scala likert)	7,93	7,84	7,74
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	10.711	30.618	30.524

Gestione dei clienti - Servizio di call center R&M		2009	2010	2011
Grado di efficienza (rapporto tra chiamate evase e ricevute) R&M	(%)	95	95,6	96
Casi risolti alla prima chiamata (R&M)		83	83	85
Tempo medio di conversazione (R&M)	(secondi)	219	188	175

Nel corso del 2011, nel settore Refining & Marketing sono state implementate azioni di Customer Relationship Management (CRM) rivolte ai clienti iscritti al programma "you&eni", offrendo loro bonus e sconti in seguito all'adozione di comportamenti virtuosi da parte degli stessi clienti e coinvolgendo i Partner del Programma nella realizzazione di particolari offerte per facilitare la raccolta punti. Per garantire il miglioramento dell'efficienza del servizio, inoltre, è stato istituito un call center adibito alla gestione delle segnalazioni di eventuali disservizi dell'impianto nelle aree di servizio. Al fine di acquisire nuova clientela e di incrementare l'erogato medio, sono state individuate azioni di vendita abbinata (es.: Operazione Pandamonio), mentre particolari omaggi sono stati offerti alla clientela in occasione delle festività pasquali e natalizie.

Per assicurare un servizio d'eccellenza, vengono svolti periodicamente corsi di formazione rivolti ai gestori inerenti a varie tematiche, non solo dal punto di vista tecnico ma anche per ciò che concerne la relazione con il cliente finale. Infine, particolare attenzione viene dedicata alla formazione degli addetti alla clientela dipendenti dai gestori, con attività di training on the job condotte direttamente in ciascuno degli oltre 4.400 punti vendita sparsi sulla rete nazionale.

Nel 2011 non sono state rilevate significative variazioni nella soddisfazione dei clienti rispetto al 2010; la brand awareness è passata dal 99,5 del 2010 al 99,7 del 2011.

Soddisfazione dei clienti G&P		2009	2010	2011
Punteggio soddisfazione clienti G&P	(%)	83,7	87,4	91,0
Media Panel (G&P) [a]		87,0	87,4	89,8

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50% del mercato e che hanno più di 50.000 clienti.

Nel settore Gas & Power, è proseguito il programma di iniziative volto ad aumentare la soddisfazione dei clienti e la qualità del servizio (investimento di circa 20 mln di euro). Il punteggio di soddisfazione dei clienti (PSC) di Eni, allineato alla media del panel delle utilities di riferimento nel 2010, è incrementato in modo significativo raggiungendo 91,0 nel 1° semestre 2011 rispetto alla media del panel che ha registrato un 89,8.

Gestione dei clienti - Servizio di call center G&P		**2009**	**2010**	**2011**
Percentuale di chiamate telefoniche dei clienti G&P che hanno parlato con un operatore	(%)	87,6	94,6	97,7
Tempo medio di attesa al call center (G&P)	(secondi)	120	112	102
First Call Resolution	(%)	-	86	88
Self Care (operazioni svolte in autonomia dai clienti sul totale delle operazioni rischieste)		-	21	32
Notorietà spontanea [a]		30,4	33,6	42,6
Notorietà totale [a]		67,2	71,3	77,7

(a) Fonte: indagine STP, GfK Eurisko.

In un contesto di incremento del portafoglio clienti e delle conseguenti richieste di contatto, è migliorata la performance di risposta. La percentuale di chiamate dei clienti che hanno parlato con un operatore è passata dal 94,6% del 2010 al 97,7% del 2011 con un miglioramento del tempo medio di attesa e un incremento della risolutività durante la prima telefonata. In tale ambito si registra un aumento delle operazioni svolte in autonomia dai clienti sul totale delle operazioni richieste (self care), passate dal 21% del 2010 al 32% del 2011. Questo risultato è stato raggiunto attraverso l'introduzione di nuovi servizi "automatici". Tra i servizi vi sono la possibilità di richiedere: la rateizzazione delle bollette, informazioni sia sull'ultima fattura emessa che su quella di prossima emissione, la verifica dell'ultima lettura, lo stato di avanzamento delle pratiche aperte, ecc. Inoltre, sul portale web viene messo a disposizione del cliente il cruscotto dei propri consumi e il proprio saldo estratto conto.
È proseguito inoltre lo sviluppo del progetto Cabina di Regia, quale strumento di governo delle fasi di gestione operativa delle pratiche. Tale strumento ha consentito da una parte una maggiore consapevolezza del cliente durante lo svolgimento dei processi di back office grazie all'utilizzo dell'sms quale strumento di caring, finalizzato all'aggiornamento del cliente sullo stato della pratica step by step; dall'altra ha permesso il miglioramento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione delle pratiche, grazie al monitoraggio continuo e alla prioritizzazione delle stesse.
Eni si è dotata di una rete di vendita selezionata e di un presidio quotidiano sulla qualità della stessa attraverso l'istituzione di procedure di monitoraggio della reattività dei canali di contatto alle segnalazioni dei clienti (es. disconoscimenti), prevedendo l'esecuzione immediata delle richieste e successivi approfondimenti sull'operato della rete di vendita (es. adozione di penali contrattuali). Al fine di tutelare maggiormente i clienti, è previsto che gli stessi possano accertare tramite il call center l'appartenenza di un agente alla rete Eni; inoltre, sul totale dei contratti acquisiti viene quindi effettuata una check call (chiamata telefonica di benvenuto e verifica) e viene inviata una lettera di benvenuto; ai clienti che passano a un altro fornitore è inviata la lettera di saluto, a tutela degli stessi da altrui pratiche commerciali.

La sicurezza delle persone

		2009	**2010**	**2011**
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,11	0,89	0,73
- dipendenti		1,00	0,91	0,71
- contrattisti		1,18	0,88	0,74
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,037	0,029	0,026
- dipendenti		0,041	0,030	0,027
- contrattisti		0,035	0,029	0,025
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	2,42	2,26	1,61
- dipendenti		2,57	2,72	1,77
- contrattisti		2,32	1,96	1,52
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,33	4,64	1,89
- dipendenti		0,85	6,40	1,15
- contrattisti		1,65	3,48	2,34
Near miss	(numero)	2.446	3.013	2.723
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	1.263.580	1.573.634	1.375.607
- di cui ai dirigenti		14.492	35.828	8.326
- di cui ai quadri		107.887	209.506	133.101
- di cui agli impiegati		551.002	743.577	485.536
- di cui agli operai		590.199	584.723	748.644
Audit di sicurezza	(numero)	322	308	960
Investimenti e spese in sicurezza	(migliaia di euro)	514.773	283.501	349.229
- di cui spese correnti		250.760	194.224	201.089
- di cui investimenti		264.013	89.277	148.140

L'indice di frequenza degli infortuni del 2011 mostra, rispetto all'anno precedente, un miglioramento sia per i dipendenti che per i contrattisti proseguendo, per il sesto anno consecutivo, il trend positivo.

In particolare, rispetto al 2010, il miglioramento per i dipendenti è stato del 21,9% e per i contrattisti del 15,9%. L'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale Eni (pari a 0,73) è in calo del 18% rispetto al 2010. I dati ottenuti sono particolarmente positivi se si osserva che, contestualmente, si sono ridotti gli indici di gravità infortuni.
Nel 2011 sono avvenuti 3 infortuni mortali a dipendenti (nel 2010 sono stati 17 e 2 nel 2009) e 10 a contrattisti (nel 2010 sono stati 14 e 6 nel 2009). Il dato del 2010 è stato influenzato dall'incidente aereo occorso in Pakistan che ha causato la morte di 21 persone. Eni prosegue l'obiettivo zero fatalities attraverso la realizzazione di numerose iniziative quali la campagna "comunicare la sicurezza" e il programma "eni in safety", che prevedono un'intensa campagna informativa e formativa per rafforzare ulteriormente la cultura della sicurezza in Eni.

Sono più che triplicati gli audit relativi alla sicurezza, in particolare in ragione alle attività di controllo poste in essere nei settori esplorazione e produzione, raffinazione e petrolchimica. Per quanto riguarda le spese per la sicurezza, il valore degli investimenti impiegati testimonia il continuo impegno nella riduzione dei rischi e nell'aggiornamento alle nuove tecnologie effettuato presso gli asset produttivi.

La salute delle persone

		2009	2010	2011
Health Impact Assessment realizzati	(numero)	42	95	100
Indagini ambientali		6.481	7.822	7.092
Audit salute		97	182	295
Certificazioni OHSAS 18001		50	63	73
Dipendenti inseriti in programmi di sorveglianza sanitaria		56.298	66.036	68.829
Malattie professionali denunciate		127	184	135
Esami diagnostici		302.622	320.397	345.535
Prestazioni erogate da strutture sanitarie aziendali		392.111	411.242	512.046
- di cui a dipendenti		207.156	294.699	415.514
- di cui a soggetti terzi		184.955	116.543	96.532
Vaccinazioni erogate dalle strutture aziendali		32.909	34.117	31.810
- di cui a dipendenti		28.452	22.026	21.330
- di cui a soggetti terzi		4.457	12.091	10.480
Spese salute pro-capite	(euro)	1.041	722	1.032
Investimenti e spese Salute e Igiene	(migliaia di euro)	80.896	57.756	81.192
- di cui spese correnti		76.354	55.914	79.819
- di cui investimenti		4.542	1.842	1.373

Nel 2011 è proseguito in tutte le società Eni il programma di implementazione del sistema di gestione salute e sicurezza finalizzato all'ottenimento della certificazione OHSAS 18001. In particolare per il settore E&P sono state certificate 27 consociate su 39, la divisione G&P ha conseguito numerose certificazioni tra cui le società del gruppo Tigaz, la Divisione R&M ha certificato la raffineria di Livorno, il settore petrolchimico ha confermato la certificazione di tutti gli stabilimenti ad eccezione dell'ultimo stabilimento acquisito di Oberhausen e Saipem ha confermato le certificazioni già ottenute gli scorsi anni. Gli importanti livelli di tutela della salute raggiunti negli ultimi anni sono stati mantenuti attraverso la realizzazione di periodiche campagne di monitoraggio ambientale/espositivo e l'erogazione di prestazioni sanitarie con un aumento di oltre il 30% sia delle spese totali sia della spesa pro-capite per la salute nel 2011.
Il dato consolidato Eni delle malattie professionali per cui si è richiesto il riconoscimento è sostanzialmente in linea con gli anni precedenti. Sono stati realizzati, così come previsto dal sistema di gestione Eni, studi di valutazione del profilo sanitario del Paese in cui si opera e di analisi dei rischi per la salute sia dei dipendenti che delle comunità, attraverso:

- Health Risk Assessment, effettuata in 7 Paesi e Health Survey effettuata in 13 Paesi;
- Audit salute (verifiche di conformità per medicina del lavoro, igiene industriale e assistenza sanitaria e altre tipologie di audit) con un incremento di oltre il 60% rispetto al 2010.

Occupazione

(numero)	2009	2010	2011
Dipendenti al 31 dicembre	77.718	79.941	78.686
- uomini	65.154	67.187	65.501
- donne	12.564	12.754	13.185
- Italia	35.085	33.974	33.170
- Estero	42.633	45.967	45.516
Dipendenti all'estero per tipologia	42.633	45.967	45.516
- locali	33.483	35.835	34.801
- espatriati italiani	2.771	3.123	3.208
- espatriati internazionali (inclusi TCN)	6.379	7.009	7.507
Dipendenti per tipologia di contratto	77.718	79.941	78.686
- determinato	28.077	31.072	30.665
- indeterminato	49.641	48.869	48.021
- part time	-	-	1.160
- full time	-	-	77.526
Dipendenti dirigenti	1.562	1.574	1.586
- di cui donne	149	155	160
Dipendenti quadri	12.893	13.350	13.298
- di cui donne	2.310	2.479	2.545
Dipendenti impiegati	37.295	37.885	39.296
- di cui donne	9.720	9.567	9.961
Dipendenti operai	25.968	27.132	24.506
- di cui donne	385	553	519
Dipendenti fascia d'età 18-24	4.272	4.182	3.731
- di cui donne	579	615	678
Dipendenti fascia d'età 25-39	30.951	32.850	32.480
- di cui donne	5.281	5.553	5.833
Dipendenti fascia d'età 40-54	33.981	34.127	33.211
- di cui donne	5.768	5.687	5.670
Dipendenti fascia d'età over 55	8.514	8.782	9.264
- di cui donne	936	899	1.004
Dipendenti per titolo di studio	77.718	79.941	78.686
- inferiore al diploma	22.376	20.147	19.989
- diploma	32.250	37.097	35.788
- laurea	21.600	21.771	20.089
- formazione post-laurea	1.492	926	2.820
Numero di assunzioni	3.384	4.262	5.731
- di cui donne	523	737	1.192
Numero di risoluzioni	3.798	4.409	5.391
- di cui donne	511	849	857

Nel 2011 si è registrato un decremento di 1.255 lavoratori rispetto al 2010, pari all'1,6%. Questo numero è determinato dalla diminuzione di 804 occupati in Italia (ad oggi 33.170 persone, 42,15% dell'occupazione complessiva) e di 451 occupati all'estero (ad oggi 45.516, pari al 57,85% dell'occupazione complessiva).

In Italia, sono stati risolti 2.671 rapporti di lavoro, di cui 2.102 a tempo indeterminato e 569 a tempo determinato. Queste riduzioni sono prevalentemente collegate alle azioni di efficienza in corso.

Sono state effettuate 1.957 assunzioni, di cui 634 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 1.323 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (737) inseriti prevalentemente in posizioni operative. Per quanto riguarda le variazioni di campo di consolidamento nel corso del 2011 sono stati ceduti la società Acqua Campania e i depositi AVIO nel settore R&M.

L'età media delle persone che operano in Italia è di 44 anni, all'estero di 39 anni, in linea con l'età media del 2010. Per quanto riguarda il genere si evidenzia un incremento complessivo della presenza femminile e in particolare nelle fasce di età più giovani.

Sviluppo internazionale

(numero)	2009	2010	2011
Dipendenti in Africa	13.036	15.251	13.501
- di cui donne	950	1.110	1.021
Dipendenti in America	7.087	6.943	8.194
- di cui donne	760	843	1.270
Dipendenti in Asia	12.743	12.849	13.545
- di cui donne	1.127	1.186	1.334
Dipendenti in Australia e Oceania	222	177	402
- di cui donne	55	58	97
Dipendenti in Italia	35.085	33.974	33.170
- di cui donne	7.033	6.799	6.665
Dipendenti nel resto d'Europa	9.545	10.747	9.874
- di cui donne	2.639	2.758	2.798
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	33.483	35.835	34.801
- di cui dirigenti	224	228	228
- di cui quadri	3.138	3.461	3.476
- di cui impiegati	15.533	16.269	17.529
- di cui operai	14.588	15.877	13.568
Dipendenti in Paesi non OECD	30.328	34.929	34.313

La maggior parte dei nuovi inserimenti di persone all'estero nel 2011 ha riguardato principalmente il settore E&P (ca. 250 unità) da ricondurre in via prioritaria a progetti operativi/esplorativi in Africa (Mozambico, Angola), in Europa (Norvegia, Polonia) e in Venezuela con contestuali ottimizzazioni in aree consolidate o in contrazione. In Saipem si registra una diminuzione (ca. 550 unità) dovuta principalmente al rilascio di risorse per il completamento di progetti in essere (Kazakhstan, Nigeria), al posticipo delle attività relative a nuovi progetti (Russia) nonché all'uscita della Petromar dall'ambito del consolidamento. Per quanto riguarda G&P e R&M si rilevano decrementi occupazionali da ricondurre alla cessione della società Gas Brasiliano Distribuidora SA (78 risorse) e alla chiusura di Eni Lubricantes Argentina (53 risorse).
Operano complessivamente all'estero 3.209 espatriati italiani nelle società consolidate.
I dipendenti all'estero locali sono in leggera diminuzione (-3%) rispetto al 2010. La categoria maggiormente coinvolta è quella degli operai (-14%); in aumento gli impiegati (+7,7%), mentre il numero di quadri e dirigenti si attesta sui valori dello scorso anno.

Pari opportunità

		2009	2010	2011
Dipendenti donne in servizio	(%)	16,17	15,95	16,75
Donne assunte		15,46	17,29	20,79
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)		17,0	17,7	18,2
Donne dirigenti		9,54	9,85	10,12
Tasso di sostituzione per genere		0,84	0,97	1,06
- uomini		0,81	0,99	1,00
- donne		1,02	0,86	1,39
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	(numero)	-	-	567
- di cui donne		-	-	458
Dipendenti in rientro da congedo parentale		-	-	539
- di cui donne		-	-	427
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	(%)	-	-	96
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)		-	-	97
Pay gap impiegati (donne vs uomini)		-	-	96
Pay gap operai (donne vs uomini)		-	-	101
Pay gap totale (donne vs uomini)		-	-	98

Nel 2011 lavorano in Eni 13.185 donne (il 16,75% dell'occupazione complessiva) di cui 6.665 in Italia (20,1%) e 6.520 all'estero (14,3%). In Italia, delle 1.323 assunzioni effettuate nel corso del 2011, il 20,79% ha riguardato personale femminile. Da rilevare che nel 2011 il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è incrementato rispetto al 2010 sia in Italia che all'estero.

Per quanto riguarda la percentuale di donne che ricoprono posizioni manageriali (donne dirigenti e quadri) si è passati dal 17,75 % del 2010 al 18,18% nel 2011 (+0,43 p.p.).
Nel 2011 è stata effettuata la rilevazione del pay-gap di genere secondo una metodologia di analisi che neutralizza, nella comparazione retributiva, gli eventuali effetti derivanti da differenze di livello di ruolo e anzianità.
Tale rilevazione è stata condotta a livello worldwide su un campione pari ad oltre l'80% della popolazione Eni (oltre 65.000 risorse in più di 50 Paesi).
I risultati dell'analisi a livello globale evidenziano un pay gap di genere statisticamente non rilevante (retribuzione femminile pari a 98 fatta 100 la retribuzione maschile), e relativamente omogeneo tra le diverse qualifiche in un range 96-101.

Valorizzazione delle persone

(%)	2009	2010	2011
Dipendenti coperti da management review (dirigenti)	-	100	100
Dipendenti coperti da potential assessment (giovani laureati ed esperti)	-	36	42
Dipendenti coperti da induction review (giovani laureati)	-	63	48
Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	-	51	52

È proseguita nel 2011 la mappatura completa di tutte le risorse manageriali attraverso lo strumento della Management Review. Il processo è attuato con aggiornamento annuale e si riferisce ai dirigenti in servizio al momento dell'applicazione dello stesso. Esso tiene conto del livello di performance espresso nel ruolo ricoperto e delle potenzialità di sviluppo, in termini di "spendibilità" delle risorse in ottica funzionale, interfunzionale e geografica. Per segmenti specifici della popolazione manageriale è stata approfondita la valutazione di capacità e competenze. I risultati hanno contribuito all'aggiornamento dei "succession plan", per la sostituzione delle posizioni manageriali di primario interesse.
Con riferimento alla rilevazione del potenziale, sono stati rinnovati metodi, strumenti e format in coerenza con il Modello di Eccellenza Eni. I dati indicati in tabella fanno riferimento alla rilevazione del potenziale, applicata a giovani laureati ed esperti.
Continua l'impegno di Eni nella valutazione delle performance, con una copertura complessiva in Italia e all'estero pari al 96% con riferimento alla popolazione dei dirigenti, e al 48% dei quadri e giovani laureati, per un totale complessivo pari al 52% (come indicato in tabella), per dirigenti, quadri e giovani laureati.
In ottica di sviluppo manageriale, è proseguita l'implementazione del feedback 360°, un processo finalizzato ad aumentare la consapevolezza del partecipante sui propri comportamenti anche attraverso i punti di vista altrui, orientare un piano d'azione del partecipante e arricchire la conoscenza dei partecipanti da parte dell'azienda.
Avviato nel 2008 come progetto dedicato ai dirigenti, è stato esteso nel 2011 ai quadri responsabili di risorse in Italia.
Prosegue il processo di performance feedback strutturato, avviato nel 2010, per il quale si sta valutando la modalità di estensione a impiegati e operai.
Il processo di induction review prevede la realizzazione di periodici incontri tra la risorsa neo inserita e i referenti HR per effettuare un bilancio sul periodo di inserimento. Attualmente l'intero processo è in corso di revisione, al fine di integrarlo con il processo di performance feedback, che viene applicato non solo alla popolazione dei dirigenti e dei quadri, ma anche a quella dei giovani laureati.

La formazione

		2009	2010	2011
Ore di formazione per tipologia	(ore)	3.097.487	3.114.142	3.326.561
- HSE e qualità		1.517.643	1.668.759	1.627.776
- Lingua e informatica		316.902	322.393	307.134
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		230.706	177.357	214.723
- Professionale - trasversale		186.040	373.721	382.082
- Professionale tecnico-commerciale		846.196	571.912	794.846
Spese in formazione	(milioni di euro)	49,23	46,72	53,03

Nel 2011 le ore di formazione hanno registrato un incremento rispetto al 2010 pari al 7%. In particolare le ore di formazione professionale tecnico-commerciale aumentano del 39%. La spesa complessiva in formazione aumenta del 13,5%.
Nel 2011 Eni ha rinnovato importanti progetti di collaborazione con il mondo accademico, incrementando le sinergie per lo sviluppo del network incentrato sulle tematiche oil&gas.
Sono state rinnovate le iniziative già attivate presso prestigiosi atenei: il master "Ingegneria del Petrolio" e la laurea magistrale "Ingegneria del Petrolio" con il Politecnico di Torino, il master "Progettazione Impianti Oil & Gas" con l'Università di Bologna e la laurea magistrale "Orientamento Energetico - Idrocarburi" con il Politecnico di Milano.

A tali già consolidate collaborazioni si è poi aggiunto il nuovo master in "Sicurezza e Protezione Ambientale nell'Industria Oil & Gas" realizzato con l'Università di Bologna, incentrato sulle tematiche HSE.
È proseguito, inoltre, il Progetto Geologia che coinvolge 5 atenei (Università di Roma La Sapienza, Ferrara, Padova, Perugia e Trieste) per la condivisione di un percorso formativo orientato agli interessi E&P e realizzato anche grazie a un'intensa attività di docenza aziendale.
Gli studenti che hanno partecipato alle iniziative 2011 gestite da Eni Corporate University sono stati più di 100 in tutta Italia e 71 allievi, a conclusione dei percorsi formativi, sono stati inseriti in Eni e nelle sue società.
Per permettere ai laureati e laureandi italiani di accedere a periodi di training on the job, anche pre-assuntivi, Eni Corporate University ha sottoscritto, nel 2011, 7 nuove convenzioni stage portando a quota 50 il numero totale di tali accordi.
Allo scopo di rendere disponibili e facilmente accessibili le informazioni sulle partnership con il mondo accademico e dei centri di ricerca, Eni Corporate University ha condotto nel 2011 il 3° censimento delle iniziative avviate da corporate, divisioni e società in Italia e all'estero, mappandone 385 per un volume totale di investimenti pari a 150 milioni di euro, destinati principalmente a progetti di ricerca.

Il coinvolgimento delle persone

		2009	2010	2011
Utenti con accesso al portale MyEni	(numero)	26.235	24.314	25.746
Persone coinvolte nel programma Cascade		30.760	31.387	29.086
- Paesi coinvolti		43	39	40
- Incontri realizzati		484	600	565
- Soddisfazione dei partecipanti (feedback positivi sull'iniziativa)	(%)	84	84	87

Nel corso del 2011 il portale intranet MyEni Italia è stato ulteriormente potenziato in termini di grafica, contenuti, interattività, arrivando a coinvolgere più di 25.000 dipendenti. A MyEni si affianca MyEni International, principale canale di comunicazione tra le sedi e le realtà estere Eni, che nel corso dell'anno è stato esteso a 39 consociate. Il programma Cascade, rivolto a tutte le persone Eni con l'obiettivo di trasmettere le strategie della Società per area di business, è giunto nel 2011 alla sua quinta edizione. L'apprezzamento generale dell'iniziativa è stato elevato e in incremento rispetto al 2010 (+3%). Il Cascade, oltre l'Italia, ha coinvolto 40 Paesi esteri in un totale di 565 incontri.

Anche per il 2011 vengono riconfermati gli ambiti prioritari di intervento individuati nell'ambito del Progetto Welfare, quali quelli legati al tema della "Famiglia", della "Salute" e del "Time & money saving".
È stata completata la seconda fase del progetto che ha visto realizzarsi la struttura dell'asilo nido Eni, una struttura pedagogica e architettonica di eccellenza, situata a San Donato Milanese, portando il numero dei bambini a 60 per il nido e a 94 per la scuola d'infanzia. Sempre nel filone "Famiglia", per dare risposta alla crescente domanda di opportunità e servizi, sono stati riconfermati i "Soggiorni Estivi eni" con circa 2000 partecipazioni ed è stata proposta una nuova tipologia di soggiorno tematico a Grosseto, incentrato sull'apprendimento della lingua inglese e sull'ecologia marina, portando a 250 le partecipazioni disponibili.
Sono stati riconfermati i "Campus estivi in città", estendendo l'iniziativa, oltre che alle sedi di San Donato Milanese e Roma, anche presso il sito di Sannazzaro de' Burgondi.
Nell'ambito della conciliazione fra vita lavorativa e vita familiare, è stato organizzato l'evento "eninsieme", un'iniziativa che ha coinvolto i dipendenti e i loro figli, i quali hanno avuto la possibilità di visitare l'ufficio del proprio genitore durante una giornata lavorativa.
Nell'area time&money saving sono state introdotte diverse nuove iniziative, tra cui l'introduzione di convenzioni in ambito leisure con le più grandi e rinomate catene alberghiere nazionali e internazionali e con i principali parcheggi degli aeroporti di Milano e Roma. È proseguita inoltre l'estensione dell'iniziativa latte fresco in ufficio, includendo altre 11 tra le sedi medie e i siti produttivi.
Nel 2011 è proseguita, inoltre, l'estensione del Progetto Welfare verso le realtà medie e periferiche attraverso la fase di ascolto delle persone (con questionari e focus group) e l'analisi per l'implementazione di nuove iniziative con diverse attività e servizi già introdotti proprio in seguito alla fase di ascolto. L'estensione ha riguardato le sedi di Sannazzaro, Fano, Viggiano, Zurigo.

Le relazioni industriali

(numero)	2009	2010	2011
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva (Italia)	38.299	37.403	36.632
Consultazioni, negoziazioni con i sindacati su cambiamenti organizzativi (Italia) [a]	496	385	445

(a) Il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera.

Il difficile scenario economico e sociale ha imposto a Eni l'avvio di processi di cambiamento e di riorganizzazione dei propri business al fine di realizzare una maggiore competitività.
Con l'obiettivo di favorire una maggiore flessibilità, efficienza e produttività, il 26 maggio 2011 Eni ha sottoscritto con le organizzazioni sindacali l'accordo

per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti nel verbale di accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali, sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres, sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e relativo al processo di riconversione industriale del sito di Porto Torres. Nel mese di dicembre, si è inoltre concluso il programma avviato nel 2010 per il collocamento in mobilità, attraverso il quale sono stati favoriti i processi di riorganizzazione e di efficienza che hanno interessato le divisioni di Eni e le sue società controllate ad esclusione delle società unbundled e quotate in borsa.
A livello internazionale, nel mese di giugno a Stavanger (Norvegia), si sono svolti l'incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo e l'incontro con l'organizzazione sindacale internazionale ICEM sui temi delle Relazioni Industriali Internazionali e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa.

Il contenzioso del lavoro

		2009	2010	2011
Contenziosi dipendenti	(numero)	693	1.051	1.354
Rapporto prevenzione/controversie		-	801/1.051	954/1.354
Rapporto controversie/dipendenti	(%)	-	1,31	1,61

Nel 2011 è continuato l'impegno di Eni nella gestione delle controversie in corso e soprattutto nella prevenzione di situazioni potenzialmente rischiose nell'ambito della disciplina del rapporto di lavoro.
Il livello di conflittualità si mantiene su valori bassi in considerazione delle dimensioni aziendali e del grado di complessità della legislazione lavoristica specie in Italia. Le rivendicazioni hanno per oggetto richieste strettamente connesse con il rapporto di lavoro e più precisamente attengono a richieste di inquadramento superiore, riconoscimento di indennità da accordi sindacali, impugnazione di trasferimenti di rami d'azienda, richieste di rapporto di lavoro subordinato da terzi e il riconoscimento del danno biologico da malattia professionale. Grazie all'elevata specializzazione nel diritto del lavoro, sindacale e previdenziale è stato possibile prevenire le eventuali ricadute negative sul rapporto di lavoro derivanti dai progetti di cambiamento organizzativo intrapresi da Eni in Italia e all'estero.
Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di sensibilizzazione sulle tematiche giuslavoristiche attraverso l'organizzazione di corsi e seminari interni per la famiglia professionale del personale. Inoltre, attraverso modalità di immediata consultazione viene garantito il continuo aggiornamento su tutte le novità legislative e giurisprudenziali che interessano la gestione del contratto di lavoro.

Le spese e gli investimenti per il territorio

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Spese totali per il territorio	98,597	108,003	101,839
- di cui investimenti progettuali	70,437	75,394	69,279
- di cui investimenti di breve termine e liberalità	1,165	4,472	1,081
- di cui quote di adesione a organismi associativi	1,500	1,650	1,629
- di cui contributi a Eni Foundation	5,000	5,000	3,000
- di cui sponsorizzazioni per il territorio	16,600	17,592	22,955
- di cui contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei	3,895	3,895	3,895
Investimenti progettuali a favore delle comunità per settore di intervento	70,437	75,394	69,279
- formazione/addestramento professionale	5,941	5,302	4,570
- ambiente	11,162	14,351	15,899
- cultura	3,929	3,912	1,938
- istruzione ed educazione	2,090	3,967	3,207
- sanità	3,788	7,036	2,035
- sviluppo di infrastrutture	28,028	13,231	18,334
- sviluppo socio-economico	15,498	8,732	6,794
- relazioni con le comunità	-	5,916	7,134
- accesso all'energia [a]	-	12,947	9,368

(a) Per l'esercizio 2009 le spese per il territorio sostenute per i progetti di accesso all'energia sono incluse ed esposte nelle voci sviluppo di infrastrutture e sviluppo socio-economico, mentre per il biennio 2010 e 2011 sono state monitorate ed esposte in una voce specifica, a fronte dell'importanza del tema per Eni e per i suoi stakeholder e degli impegni e delle azioni realizzati nei Paesi di presenza a supporto e a integrazione dei progetti di business.

Nel 2011 la spesa complessiva a favore del territorio ammonta a circa 102 milioni di euro e comprende gli investimenti a favore delle comunità, le liberalità, le quote di adesione a organismi associativi, le sponsorizzazioni, i contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation. Quasi 70 milioni di euro (circa il 70% del totale) sono stati investiti in progetti sociali per favorire e promuovere lo sviluppo delle comunità e dei Paesi di cui Eni è ospite, stabiliti nell'ambito di accordi o convenzioni con gli stakeholder locali. Il dato ha subito un decremento rispetto al 2010, la cui motivazione è da attribuirsi

all'interruzione delle attività in Libia a seguito degli eventi politici della scorsa primavera. Si sottolinea il trend positivo degli investimenti nella regione dell'Africa Sub-Sahariana che passano da 16 milioni di euro nel 2010 ai quasi 19 milioni di quest'anno (quasi il 30% del totale 2011) rappresentativo della crescita delle attività di Eni nella regione. Da quest'anno, sono rendicontati a parte i progetti di accesso all'energia per le comunità locali (prima inclusi nella voce sviluppo di infrastrutture). Il numero è al netto degli interventi infrastrutturali realizzati in Congo, poiché integrati nei progetti di gas valorisation e di sviluppo del business di Eni nel Paese.

Local content

Rapporto tra salario minimo di politica Eni e salario minimo di mercato (1° decile) - (middle manager - senior staff)

Rapporto	Paesi
100 - 115	Paesi dell'area del Golfo, Angola, Svizzera, Ungheria, Venezuela, Francia, Norvegia, Belgio, Germania, Olanda, Australia, Stati Uniti, Romania
116 - 130	Algeria, Italia, Regno Unito, Portogallo
131 - 150	Slovacchia, Libia, Singapore, Perù
151 - 180	Indonesia, Kazakhstan, Brasile, Cina
> 180	Egitto, Russia, India
133	***Media Globale***

Eni definisce nella propria politica per il personale locale (si veda il dettaglio dei dipendenti all'estero locali per categoria professionale nella sezione Sviluppo internazionale) livelli salariali di riferimento in un range minimo/massimo, in relazione ai dati di mercato di ogni singolo Paese, monitorati annualmente attraverso provider internazionali.
Il confronto tra i livelli minimi definiti in politica da Eni e i livelli minimi di mercato forniti dai provider (1° decile delle prassi retributive locali) si riferisce alla popolazione costituita da middle manager e senior staff. L'analisi effettuata è relativa a un campione di circa 15.000 risorse in 28 Paesi scelti tra i più rappresentativi in termini di presenza e strategicità del business.

Procurato per area geografica 2011

		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
Numero fornitori utilizzati	(numero)	6.356	4.111	4.649	14.067	7.407	276
Procurato totale	(milioni di euro)	8.351	2.283	6.125	13.682	3.456	379
- di cui in beni	(%)	14,7	36,3	10,3	26,1	24,5	19,0
- di cui in lavori		29,5	8,7	36,2	15,1	7,7	1,5
- di cui in servizi		39,3	50,8	45,0	51,7	60,7	79,1
- di cui non dettagliabile		16,5	4,2	8,4	7,1	7,1	0,4

Nel 2011 hanno lavorato per Eni oltre 34 mila fornitori nel mondo, alcuni dei quali operano in più di un continente; in particolare quasi il 19% nel continente africano. Eni promuove iniziative e partnership per massimizzare la partecipazione delle imprese locali allo svolgimento delle sue attività, contribuendo alla crescita delle filiere locali anche nei Paesi in via sviluppo o emergenti. Nel 2011 la quota di procurato sui mercati locali è superiore al 50% in Paesi quali Nigeria (67%), Iraq (59%), India (54%), Indonesia (56%), con punte di oltre il 75% in diversi Paesi tra cui Egitto, Ecuador e Brasile (rispettivamente 76, 78 e 93% di procurato locale nel 2011).

Procurato locale 2011 per Paese

% procurato su mercato locale	Paesi
0 - 25%	Portogallo, Perù, Pakistan, Malesia, Lussemburgo, Germania, Libia, Venezuela, Austria, Repubblica Ceca, Slovenia, Cina, Spagna, Polonia, Federazione Russa
25 - 50%	Kazakhstan, Repubblica del Congo, Angola, Francia, Gran Bretagna, Algeria, Tunisia, Svizzera, Gabon, Ungheria
50 - 75%	Italia, Nigeria, Iraq, Arabia Saudita, Australia, Indonesia, Iran, India, Ghana, Croazia, Romania
75 - 100%	Stati Uniti, Egitto, Norvegia, Canada, Brasile, Messico, Ecuador, Singapore, Belgio, Paesi Bassi, Argentina

Le relazioni con i fornitori

		2009	2010	2011
Procurato per macroclasse [a]	(milioni di euro)	35.205	32.626	34.275
- lavori		-	6.718	7.215
- servizi		-	15.029	16.674
- beni		-	6.326	7.181
Percentuale procurato top 20	(%)	25	18	20
Fornitori utilizzati	(numero)	35.113	33.961	34.064
Cicli di qualifica effettuati nell'anno		22.108	33.700	29.362
- di cui con esiti negativi	(%)	9	12	13
Verifiche eseguite a seguito di feedback negativo e conseguenti azioni intraprese	(numero)	101	240	385
- sospensioni		27	36	88
- revoche		5	3	56
- stati di attenzione		69	201	241
Totale fatture contabilizzate		-	3.431.418	2.962.212
- di cui automatiche		-	2.860.840	2.421.083
- di cui manuali		-	570.578	541.129
Automazioni realizzate		-	-	7.479

(a) Il dato include il procurato infragruppo pari a 2.122 milioni di euro.

Nel 2011 Eni ha dato lavoro a più di 34 mila imprese nel mondo, per un procurato totale di oltre 34 miliardi di euro. I fornitori sono sottoposti a iter di qualifica e audit, a visite di inspection & expediting, nonché a processi di valutazione delle prestazioni e di verifica delle azioni correttive poste in essere. Eni Adfin, che gestisce le attività amministrative delle società italiane del Gruppo Eni, nel corso del 2011 ha continuato nell'opera di ottimizzazione dei processi di contabilizzazione e pagamento delle fatture passive, che porta a un più efficiente rapporto con i fornitori nell'ambito amministrativo e a una sempre maggiore certezza del rispetto dei tempi di pagamento delle fatture. In particolare, sono proseguite le azioni volte all'automazione della contabilizzazione e pagamento delle fatture che hanno sortito i primi effetti già nel corso del 2011. Su un totale di 2.962.212 fatture circa 7.500 fatture manuali sono state automatizzate nel 2011 consentendo di raggiungere circa l'82% dell'automazione. Ulteriori 150.000 fatture passive saranno automatizzate nel 2012.

Integrità e trasparenza

(numero)	2009	2010	2011
Risorse formate su normative anti-corruzione	-	3.486	1.890
Ore di formazione effettuate su normative anti-corruzione	-	2.503	4.725

Nel 2011 è proseguita l'iniziativa formativa in materia di anti-corruzione rivolta al personale "a rischio" sia italiano sia estero, mediante un programma di training obbligatorio.
Le risorse formate sono circa 1.890. Il dato si riferisce ai soli workshop (in tutto 26), in considerazione del fatto che il primo ciclo di e-learning è in fase di completamento e ha riguardato tutti i Key Officer fra il 2009 e il 2011. Nel 2012 un nuovo ciclo di e-learning, per i Key Officer di nuova nomina, verrà erogato in considerazione altresì delle modificazioni intervenute nella normativa internazionale e nelle procedure interne.
Le ore di formazione effettuate nel 2011 sono 4.725 considerata una durata di 2,5 ore per evento.

I diritti umani

		2009	2010	2011
Ore di formazione sui diritti umani	(numero)	-	1.380	518
Fascicoli di segnalazioni pervenute su probabile violazione dei diritti umani		-	-	43
Fascicoli di segnalazioni su violazione dei diritti umani chiusi nell'anno		-	-	44
- segnalazioni non fondate o fondate almeno in parte con adozione di azioni correttive e/o di miglioramento		-	-	18
- segnalazioni infondate		-	-	26
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani		8.388	10.643	12.300
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	87	89	91
Audit SA 8000 effettuati	(numero)	2	10	16
- di cui follow-up		-	2	8
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		90[a]	20[b]	50
Personale security formato sui diritti umani		39	106[b]	169
Siti critici coperti da assessment		-	-	30
Siti verificati tramite check list		-	-	147
Paesi con vigilanza armata a presidio dei siti		-	-	12
Ore di formazione di carattere specifico ai security manager		-	-	672

(a) Riferito ai contratti stipulati da Corporate in Italia.
(b) Riferito ai contratti stipulati dalle Società/Divisioni appartenenti al Gruppo Eni in Italia e all'Estero. Nell'ambito del censimento riguardante le clausole sui diritti umani, risultano 196 siti con contratti di vigilanza. Di questi, 39 hanno clausole sui diritti umani nei rispettivi contratti di vigilanza.
(c) 79 in Nigeria (Forze di Polizia e Militari) e 27 in Egitto.

Con riferimento alla gestione delle segnalazioni afferenti la violazione dei diritti umani, si evidenzia che nel corso del 2011:

- sono stati aperti n. 43 fascicoli che prevalentemente riguardano tematiche di mobbing, harrassment, discriminazioni e altre violazioni dei diritti dei lavoratori, nonché impatti ambientali e sulla salute e sicurezza delle comunità circostanti;
- sono stati chiusi n. 44 fascicoli e per n. 18 di essi sono state adottate azioni correttive/di miglioramento. Di tali n. 18 fascicoli, n. 4 sono risultati fondati almeno in parte ed hanno riguardato carenze in materia di sicurezza sul lavoro da parte di fornitori, violazioni delle normative sul divieto di fumo da parte di dipendenti, problematiche legate all'ambiente di lavoro nonché di harrassment verso dipendenti.

Prosegue l'impegno nella verifica sulla linea di condotta delle imprese, con particolare riferimento alla tutela dei diritti umani: nel 2011 sono stati effettuati 8 Audit SA 8000, di cui 4 in Pakistan e 4 in Nigeria.

Nel 2011 la funzione Security (SECUR) ha proseguito l'attività di promozione e realizzazione di progetti di formazione in materia di "Human Rights & Security" nei confronti dei Security Manager e delle Forze di Sicurezza (pubblica e privata) che svolgono la loro attività presso i siti Eni in Pakistan e in Iraq.
Le Forze di Sicurezza Privata formate attraverso questi corsi sono state 169, a fronte delle 106 unità formate nel 2010.
Le clausole di sui diritti umani, sono state inserite nel 50% dei contratti stipulati con i fornitori di servizi di Security, a fronte del 20% registrato nel 2010.
Tra i nuovi indicatori di sostenibilità, introdotti nel 2011, si rilevano:

- numero di siti verificati tramite la check list: la check list è un questionario di autovalutazione, composto da domande a risposta chiusa, finalizzato a verificare il livello di vulnerabilità di sistemi e procedure di sicurezza di un sito a livello fisico, logico ed organizzativo. L'obiettivo è quello di verificare le vulnerabilità dei siti, tenendo conto di specifiche norme, standard e best practice internazionali;
- ore di formazione di carattere specifico ai Security Manager: nel 2011 sono stati realizzati 6 corsi di formazione riguardanti tematiche di specifico interesse di Security, per un totale di 672 ore formative;
- numero di siti critici coperti da assessment: gli assessment effettuati nel 2011 coprono un totale di 30 siti.

Innovazione tecnologica

		2009	2010	2011
Spese in R&S	(milioni di euro)	279	268	237
- spese in R&S al netto dei costi generali ed amministrativi		207	221	191
Valore tangibile generato da R&S [a]		362	540	492 [b]
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	1.019	1.019	925
Domande di primo deposito brevettuale		106	88	79
Brevetti in vita		7.760	7.998	8.784
Età media dei brevetti	(anni)	9,36	9,14	8,84

(a) Valore riferito alle attività E&P, R&M e Polimeri Europa e misurato a partire dal 2009, da quando il processo di rilevamento è in atto.
(b) Il dato è al netto dei benefici connessi all'incremento delle riserve.

L'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta per il 2011 a 191 milioni di euro (ovvero 237 milioni di euro se si includono i costi fissi generali attribuiti alle attività di ricerca e il saldo ammortamenti capitalizzazioni).
La quota di spesa in R&S nel 2011 dedicata alle collaborazioni con Università e Centri di Ricerca nel mondo è pari a circa 26 milioni di euro (per le tre Divisioni Eni e la Corporate), di cui il 55% relativi a Enti italiani.
Nel 2011 è stata finalizzata, attraverso l'emissione di un apposito manuale, la metodologia di misura del valore – in termini tangibili e intangibili – creato dalle attività di R&S Eni (Corporate, Divisioni e Polimeri Europa), basata su Key Performance Indicator (KPI) che tengono conto delle peculiarità dei diversi business di Eni.
Sulla base di tale metodologia, il valore creato nel 2011 dalle attività di R&S di E&P, R&M e Polimeri Europa è stimato complessivamente in 492 milioni di euro al netto del valore delle riserve iscritte a libro grazie all'utilizzo di tecnologie innovative (in corso di definizione). Tale importo nel 2010 era pari a circa 90 milioni di euro sui 540 milioni di euro complessivi di benefici consuntivati.
Rispetto ai costi sostenuti da Eni negli stessi anni per attività di R&S, il valore creato dà luogo a un rapporto benefici/costi pari a 3,1 nel 2011 (2 e 3 rispettivamente nel 2009 e 2010).
Il personale impegnato nelle attività R&S al 31 dicembre 2011 era pari a 925 unità (full time equivalent), in diminuzione rispetto al 2010 per la riallocazione di risorse impegnate in attività di assistenza tecnica dalla ricerca alle linee di business interessate.
Nel 2011 sono state depositate 79 domande di brevetto (vs 88 nel 2010), 38 dalle Divisioni di Eni, 13 da Petrolchimica e 28 da Ingegneria & Costruzioni. Il forte incremento dei titoli brevettuali rispetto al 2010 è principalmente da attribuirsi al consolidamento del portafoglio brevettuale di Saipem all'interno del quale sono conteggiati, a partire dal 2011, anche i brevetti delle consociate estere. Come risultato della sistematica attività di revisione e aggiornamento del portafoglio, si evidenzia la diminuzione dell'età media dei titoli brevettuali.

Knowledge management

(numero)	2009	2010	2011
Comunità/network di conoscenze per settore di applicazione	44	53	58
- business	38	48	53
- trasversale	6	5	5
Partecipanti a comunità/network di conoscenza per settore di applicazione	1.827	2.624	3.634
- business	1.601	2.385	3.376
- trasversale	226	239	258
Knowledge owner	183	179	187

Nel 2011 le iniziative di knowledge management hanno confermato il trend di crescente diffusione già manifestato nel corso degli ultimi anni, evidenziando il continuo sforzo verso un utilizzo ampio degli strumenti a supporto della gestione delle conoscenze. Il 2011 si è caratterizzato per una forte espansione verso l'estero.
Alla fine del 2011 il sistema di knowledge management di Eni risulta costituito complessivamente da 58 comunità di pratica attive, con un incremento del 9% rispetto all'anno precedente; il numero dei membri delle comunità è passato da 2.624 a 3.634, con un incremento complessivo di 1.010 membri pari al 38%. In termini di composizione di tale incremento l'estero, da solo, ha pesato per il 47% del totale.

Il sistema di gestione ambientale

		2009	2010	2011
Certificazioni ISO 14001	(numero)	87	96	103
Certificazioni EN 16001		0	1	3
Registrazioni EMAS		9	9	9
Audit ambientali		443	631	983
Audit integrati HSE		561	3.054	1.302
Audit integrati HSEQ		140	292	895
Spese e investimenti ambientali	(migliaia di euro)	1.324.066	1.006.776	1.006.711
- di cui spese correnti		628.271	544.425	571.936
- di cui investimenti		695.795	462.351	434.775

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è registrata secondo la norma internazionale ISO 14001 e in Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di registrazione EMAS.
Nel 2011 il numero complessivo delle certificazioni ISO 14001 risulta in aumento e vengono riconfermate tutte le registrazioni EMAS già acquisite negli anni passati. In particolare:

- per il settore Exploration & Production, su un totale di 39 società operatrici certificabili, 31 hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 di tutti i siti operativi;
- nel settore Gas & Power è stata completata nel 2011 la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi (come già da tempo conseguito nei settori petrolchimica e raffinazione); si segnala inoltre il conseguimento della certificazione ISO 14001 per le società controllate del Gruppo Tigaz (Ungheria);
- il settore Ingegneria & Costruzioni ha confermato tutte le certificazioni ISO 14001 ottenute nei periodi precedenti e nel settore Altre attività, Syndial ha conseguito la certificazione ISO 14001 di società.

Nel 2011 Eni ha conseguito 2 nuove certificazioni di efficienza energetica EN 16001 tra le quali lo stabilimento ungherese della consociata Dunastyr di Polimeri Europa. Tali certificazioni si aggiungono a quella già conseguita nel 2010 per la Raffineria di Venezia e convertita nel 2011 secondo lo standard internazionale ISO 50001.

Per i nuovi progetti industriali sono stati sviluppati ed applicati studi integrati di:

a) baseline ESH (Environment, Safety & Health) in Ghana, Togo e Ucraina ed Italia;
b) valutazione dell'impatto sulla salute, sociale e ambientale ESHIA (Environmental, Social & Health Impact Assessment). Questo nuovo sistema di studi integrati garantisce la valutazione dell'impatto del nuovo insediamento sul territorio, sulle comunità e sui lavoratori.
Sono stati effettuati:

4 Pre - EHSIA:	Angola (2, nell'ambito del progetto Palm Oil e delle attività nel Blocco 15/06), Polonia (shale gas exploration project) ed Indonesia (Jangkrik offshore exploration project);
4 EHSIA:	Congo (per il progetto Palm Oil), Turkmenistan (burun offshore development project), Egitto (Seth Development Project), Venezuela (Cardon IV - progetto Perla).

Rispetto al 2010 Le spese totali ambientali 2011 rimangono invariate; gli investimenti registrano una lieve flessione per i cali verificatisi nei settori E&P (dove il progetto di flaring down di "Bouri gas utilization" è rimasto on hold per la situazione paese), G&P (essenzialmente per la mancata realizzazione di alcuni impianti fotovoltaici da parte di EniPower) ed R&M.

Cambiamento climatico

		2009	2010	2011
Emissioni dirette di GHG	(ton CO_2eq)	57.694.175	60.642.340	51.099.412
- di cui CO_2 da combustione e da processo	(ton)	36.587.311	39.006.120	36.014.381
- di cui CO_2 equivalente da flaring	(ton CO_2eq)	13.839.353	13.834.988	9.553.894
- di cui CO_2 equivalente da CH_4 (metano)		5.085.309	5.461.211	4.498.120
- di cui CO_2 equivalente da venting		2.182.202	2.340.021	1.033.017
Emissioni di CO_2 da impianti Eni soggetti all'EU ETS		24.806.516	26.138.557	24.226.969
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.900.339	26.972.447	26.375.552
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero)	59	59	59
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2)	(ton CO_2eq)	1.564.779	1.568.361	1.757.463
Emissioni indirette di CO_2 (Scope 3) [a]	(mln ton)	318,012	304,302	299,879
Emissioni di CO_2eq / produzione di idrocarburi 100% operata netta	(tonCO_2eq/tep)	0,245	0,245	0,206
Emissioni di CO_2eq/kWheq (EniPower)	(kgCO_2eq/kWheq)	0,410	0,407	0,410
Emissioni di CO_2eq/gas distribuito (Italgas)	(tonCO_2eq/Mm^3)	87,68	92,86	87,00
Emissioni di CO_2eq/uEDC (R&M)	(tonCO_2eq/kbbl/SD)	1.240	1.284	1.230
Volume di gas inviato a flaring	(MSm^3)	6.359,44	6.226,00	4.433,00
Volume di gas inviato a venting		17,50	30,69	26,32

(a) La serie storica è stata rivista includendo oltre alle emissioni di CO_2 da vendite di prodotti anche le emissioni da attività appaltate a terzi da E&P.

Nel 2011, le emissioni di gas serra si sono ridotte del 16% rispetto al 2010. La riduzione maggiore si è registrata nelle attività della Divisione E&P, le cui emissioni GHG sono diminuite del 24% per le minori emissioni da flaring e venting (rispettivamente del 31% e del 56% rispetto al 2010) e per la riduzione della produzione del 13%. I programmi di flaring down prevedono significativi investimenti (420 milioni di euro nei prossimi 4 anni) a fronte dell'abbattimento dell'80% del volume di gas inviato a flaring previsto nel 2015 (rispetto al volume bruciato nel 2007). Il volume di gas inviato a flaring si riduce del 52% rispetto ai volumi bruciati nel 2007, il dato è influenzato dalla significativa riduzione della produzione in Libia per buona parte del 2011: ipotizzando una produzione costante in Libia per tutto il 2011 la riduzione complessiva conseguita sarebbe pari al 42%, superiore del 10% rispetto al valore di riduzione ottenuto nel 2010 sull'anno precedente (32%). Oltre ai progetti in Nigeria e Congo, altre iniziative importanti di flaring down sono in corso in Libia, Algeria e Turkmenistan. Il volume di gas inviato a venting si riduce principalmente a seguito della minore produzione in Libia.

Nell'ambito del Project Supply Chain 2011 (iniziativa promossa dal Carbon Disclosure Project) Eni ha avviato un processo di valutazione della carbon footprint nella catena dei fornitori. I risultati 2011 sono positivi e si è registrata un'adesione dell'84% dei fornitori selezionati con risultati superiori alla media, sia in termini di disclosure delle informazioni sia di performance.

In ambito Emission Trading (ETS), nel 2011, le emissioni di gas serra sono inferiori del 7% rispetto al 2010. Tutti i settori coinvolti hanno registrato un andamento decrescente:

- **Generazione elettrica** - le emissioni, che pesano il 47% sul totale, sono diminuite del 3%, in misura maggiore del calo di produzione del 2%;
- **Raffinazione** - le emissioni, che pesano il 30% sul totale, si sono ridotte del 7% grazie ad una serie di interventi gestionali e investimenti sulle cinque raffinerie del circuito e alla sospensione dell'attività della Raffineria di Venezia, nell'ultimo mese dell'anno;
- **Petrolchimica** - le emissioni, che pesano per il 17% sul totale, sono diminuite del 12%, a causa di un calo dei volumi di produzione dovuto alla ciclicità dell'andamento del mercato dei prodotti chimici, alla fermata di alcuni impianti per la riconversione industriale di Porto Torres e alle fermate programmate per manutenzione degli impianti di Porto Marghera, Priolo e Mantova.

Gli indici di emissione GHG fondamentali registrano una notevole riduzione tra il 2010 e il 2011, determinata non solo dal calo di produzione in alcuni settori, ma anche dall'attuazione della strategia di riduzione delle emissioni di gas serra e da interventi di miglioramento dell'efficienza energetica.

Efficienza energetica

		2009	2010	2011
Energia elettrica prodotta per tipologia di fonte (EniPower)	(TWh)	24,09	25,63	25,23
- di cui da gas naturale		21,45	23,20	23,34
- di cui da prodotti petroliferi		2,59	2,43	1,89
- di cui da altri combustibili		0	0	0
Energia impiegata/produzione di idrocarburi 100% operata netta	(GJ/tep)	1,746	1,934	1,958
Energia venduta ad altre società per tipologia	(tep)	7.410.772	9.188.199	9.199.447
- energia elettrica		7.185.352	8.961.938	9.020.515
- fonti primarie		22.128	52.523	26.682
- vapore		200.381	172.136	152.250
- idrogeno		2.911	1.602	0
Consumo lordo di energia	(tep)	17.461.132	19.070.639	18.813.592
Consumo netto di energia		10.050.360	9.882.440	9.614.145
Consumo netto di fonti primarie		14.659.048	15.545.751	14.601.463
- gas naturale		9.208.887	10.189.246	9.494.653
- prodotti petroliferi		5.230.945	5.130.412	4.900.861
- altri combustibili		219.216	226.093	205.949
Energia primaria acquistata da altre società per tipologia	(GJ)	188.518.905	214.319.064	239.868.455
- energia elettrica		108.237.115	141.476.841	170.157.405
- fonti primarie		71.201.248	66.739.058	63.515.033
- vapore		9.029.413	6.046.928	6.137.232
- calore diretto di processo		51.129	56.237	58.785
Spese e investimenti efficienza energetica e cambiamento climatico [a]	(migliaia di euro)	-	196.040	120.212
- di cui spese correnti		-	497	1.175
- di cui investimenti		-	195.543	119.037

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Le iniziative per il miglioramento dell'efficienza energetica includono, oltre ai tradizionali investimenti, anche interventi di natura gestionale quali l'adozione di Sistemi Gestione Energia (SGE).
La raffinazione ha proseguito il progetto Stella Polare; i progetti realizzati nel 2011 consentiranno a regime un risparmio di circa 31 ktep/anno (circa 94 kt CO_2).
Nel 2011 le Raffinerie di Sannazzaro, Taranto e Livorno hanno implementato i rispettivi sistemi gestione energia secondo lo standard ISO 50001, la cui certificazione è prevista nel 2012.
Nel settore petrolchimico le iniziative di energy saving concluse nel 2011 permetteranno a regime un risparmio annuo di circa 26 ktep e di oltre 66 kt CO_2.

Emissioni in atmosfera

		2009	2010	2011
Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)	(ton NO_2eq)	112.263	107.724	98.117
Emissioni di NO_x/produzione di idrocarburi 100% operata netta	(ton NO_2eq/ktep)	0,565	0,503	0,486
Emissioni di NO_x/kWheq (EniPower)	(g NO_2eq/kWheq)	0,193	0,195	0,165
Emissioni di NO_x/lavorazioni di greggio e semilavorati (Raffinerie R&M)	(ton NO_2eq/kton)	0,31	0,29	0,27
Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)	(ton SO_2eq)	45.988	50.085	37.940
Emissioni di SO_x/produzione di idrocarburi 100% operata netta	(ton SO_2eq/ktep)	0,114	0,103	0,055
Emissioni di SO_x/kWheq (EniPower)	(g SO_2eq/kWheq)	0,059	0,050	0,037
Emissioni di SO_x/lavorazioni di greggio e semilavorati (Raffinerie R&M)	(ton SO_2eq/kton)	0,92	1,03	0,91
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	75.392	68.490	46.228
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		3.973	3.783	3.297
Spese e investimenti protezione aria [a]	(migliaia di euro)	279.278	71.715	46.736
- di cui spese correnti		20.390	19.680	16.608
- di cui investimenti		258.888	52.035	30.128

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

La riduzione delle emissioni di NO_x (-8,9%) è riconducibile essenzialmente al contributo del settore E&P, che pesa in modo significativo sul totale Eni, ma anche ad altri settori, quali G&P (-22,2%), R&M e Petrolchimica (-15%). La riduzione degli indici di emissione testimonia il miglioramento delle tecnologie e dei combustibili impiegati. In G&P l'andamento è conseguenza del completamento nel 2011 dell'installazione da parte di EniPower di bruciatori VeloNox su tutti i cicli combinati.
Si registra una riduzione delle emissioni totali di SO_x di circa il 24% rispetto al 2010. L'andamento è determinato principalmente dal peso dei settori E&P e raffinazione. In E&P, dove si rileva un calo di oltre il 50% rispetto all'esercizio 2010 (pari a circa 6.800 ton SO_2eq), il dato è determinato non solo dal calo nel 2011 di due terzi della produzione libica (nel 2010 le emissioni di SO_x della Libia sono state pari al 63,4% del totale E&P), ma anche dalla riduzione registrata in Kazakhstan presso KPO del gas flared e del consumo di gasolio nei siti a carattere temporaneo.
Nel settore raffinazione, che contribuisce per circa il 60% al dato consolidato Eni, la variazione (-18% rispetto al 2010, pari a circa 5.000 ton SO_2eq) è da attribuire sia alla parziale sostituzione dell'olio combustibile a favore del gas naturale, sia ad interventi di risparmio energetico. Progetti di riduzione delle emissioni di SO_x e NO_x sono in corso presso le Raffinerie di Gela e Sannazzaro. Gli obiettivi di riduzione saranno traguardati nel corso del prossimo biennio 2013-14.

Nel settore petrolchimico si sta ultimando il progetto avviato nel 2009 per il monitoraggio delle emissioni fuggitive di composti organici volatili (VOC). Nel 2011 sono state censite circa 145.027 nuove sorgenti per un totale di 451.290 dall'inizio della campagna. Si prevede di concludere l'attività di censimento e il primo monitoraggio entro il 2012. Nel 2011 è stato portato a termine il Progetto Eni per lo sviluppo di un sistema di monitoraggio delle emissioni fuggitive basato su tecnologia Wireless Sensor Network (Progetto WSN).

Le bonifiche e la tutela del paesaggio

(numero)		2009	2010	2011
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare	(ton)	10.180.216	10.490.267	10.863.767
- di cui pericolosi		3.009.847	3.041.491	2.924.220
- di cui non pericolosi		7.170.369	7.448.776	7.939.547
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda [a]	(migliaia di euro)	518.041	296.655	336.525
- di cui spese correnti		325.016	257.749	271.582
- di cui investimenti		193.025	38.906	64.943

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Le attività di bonifica in Italia sono realizzate principalmente attraverso Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (68% delle spese nel 2011) seguita da R&M (19%) e dal comparto Petrolchimica con l'8%.
Nel 2011 il processo di risanamento ambientale si è concretizzato nella maintenance dei risanamenti in corso nei maggiori siti italiani (Gela, Priolo, Assemini, Porto Marghera ecc.); i nuovi progetti approvati, benché in numero inferiore agli anni precedenti, ricoprono aree ben più vaste dando conto dell'importanza degli stessi (es. Porto Torres, Crotone e Mantova per Syndial) e anche della ripresa delle attività/spese prevista per il prossimo biennio.
Le attività di maintenance, soprattutto delle barriere idrauliche (PE e Syndial), hanno portato alla produzione di circa 10,8 milioni di tonnellate di rifiuti, evidenziando un trend in leggero aumento.
Nel 2011 la spesa complessiva per le bonifiche è stata di circa 337 milioni di euro indicando una parziale ripresa delle attività rispetto all'anno precedente in cui si sono conclusi i maggiori interventi di messa in sicurezza (barriere fisico/idrauliche e impianti TAF asserviti).
Syndial prevede la conclusione nel 2012 del Progetto Green Remedation (Porto Torres ha rappresentato il sito "pilota") e delle linee guida del "Green Procurement" per l'introduzione di criteri di eccellenza nella gestione delle bonifiche.
Le attività di bonifica all'estero sono condotte principalmente dalla Divisione E&P in particolare in Egitto (bonifiche del sito di "Abu Rudeis"/Belayim) e in Nigeria dove sono proseguite le attività di bonifica delle aree impattate da oil spill e l'individuazione di metodiche di bonifica in alternativa alla "Remediation Enhanced Natural Attenuation", al fine di accelerare il ritorno dei suoli alle condizioni originarie.

Tutela delle risorse idriche

		2009	2010	2011
Prelievi idrici totali	(Mm^3)	2.844,75	2.791,47	2.583,87
- di cui acqua di mare		2.642,97	2.584,28	2.379,83
- di cui acqua dolce		176,37	183,65	189,50
- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		25,41	23,54	14,55
Prelievi idrici/kWheq prodotti [EniPower]	(m^3/kWheq)	0,0145	0,0127	0,0138
Prelievi idrici/lavorazioni di greggio e semilavorati [R&M]	(m^3/ton)	35,99	28,36	31,07
Totale acqua di produzione e/o di processo estratta	(Mm^3)	59,67	61,15	58,16
- di cui re-iniettata		23,32	27,11	25,18
- di cui inviata a bacini di evaporazione		7,348	2,920	2,510
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale o in mare dopo trattamento		28,933	31,010	30,452
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale e di mare senza trattamento		0,073	0,110	0,020
Concentrazione di olio nelle acque di produzione	(mg/l)	14,39	13,06	13,50
Totale acqua riciclata e/o riutilizzata	(Mm^3)	490,22	544,63	521,39
Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	73,5	74,8	73,3
Acqua dolce scaricata dopo depurazione/trattamento	(Mm^3)	-	51,84	50,62
Acqua di mare scaricata dopo depurazione/trattamento		-	93,41	12,23
Spese e investimenti Risorse e scarichi idrici [a]	(migliaia di euro)	91.483	83.902	76.298
- di cui spese correnti		62.586	56.382	46.167
- di cui investimenti		28.897	27.520	30.131

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Nel 2011 si è registrato una riduzione dei prelievi idrici totali rispetto al 2010 del 7,4%. L'acqua dolce prelevata, che rappresenta solo il 7% del totale delle risorse idriche utilizzate, e la percentuale di riutilizzo sono rimaste sostanzialmente stabili.
Nel settore Exploration & Production sono proseguiti i progetti di water injection in Kazakhstan, Nigeria, Algeria, Tunisia, Indonesia e UK con l'obiettivo di raggiungere nel 2014 il 63% delle acque di formazione re-iniettate; nel 2011 il valore misurato (43%) è in linea l'obiettivo prefissato. Inoltre è diminuita la quantità d'acqua inviata a bacini di evaporazione e quella scaricata in corpi idrici superficiali senza trattamento. La concentrazione di olio nelle acque di produzione, scaricate in ambiente superficiale, si mantiene notevolmente al di sotto dei limiti (13,5 mg/l).
Nell'ambito delle attività di gestione della risorsa idrica è stata eseguita anche per il 2011 la mappatura con il Global Water Tool di oltre 270 siti; le attività operative situate in aree a rischio idrico sono pari al 12% (incluse le attività di ingegneria). L'assessment in campo e gli approfondimenti su scala locale in 7 impianti in Algeria, Indonesia, United Kingdom ed in Italia hanno mostrato la capacità di gestione operativa ridimensionando il rischio stimato nella fase di screening.

Oil spill

		2009	2010	2011
Numero totale di oil spill [a]	(numero)	308	330	418
Volume totale di oil spill [a] [b]	(barili)	21.547	22.964	13.422
- da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	6.127
- da incidenti		6.259	4.269	7.295
Spese e investimenti prevenzione spill [c]	(migliaia di euro)	n.d.	13.655	40.530
- di cui spese correnti		n.d.	5.699	4.252
- di cui investimenti		n.d.	7.956	36.278

(a) Per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile.
(b) Per il 2009 il volume totale di spill non comprende il settore Ingegneria & Costruzioni.
(c) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Il volume complessivo sversato a seguito di oil spill diminusce di circa il 41%. In particolare diminuisce il volume sversato a seguito di atti di sabotaggio (-67%). Per gli oil spill operativi, nel 2011, si segnala in particolare uno spill avvenuto in Algeria presso Saipem a seguito del quale sono stati sversati 3.774 barili di greggio ad alta pressione per un danno causato da un mezzo operativo.
Per il settore E&P si registra un calo sia dei volumi sversati per oil spill operativi (2.930 barili nel 2011 pari a -23% rispetto al 2010) sia un numero di eventi (pari a 92) inferiore del 30% rispetto al 2010, frutto di azioni di prevenzione costanti nel tempo. Per gli oil spill dovuti a sabotaggio il 99% degli eventi si concentra in Nigeria dove si segnala l'aumento di fenomeni di bunkering. Il restante 1% si registra in Egitto. Per gli oil spill da incidente il 46% del volume sversato è conseguenza di eventi avvenuti in Algeria, il 22% in Nigeria, il 14% in Egitto e il 5% in Tunisia e in Italia.

In Nigeria sono in corso attività volte alla prevenzione (progetto di monitoraggio remoto degli oleodotti) e alla catalogazione degli oil spill (attivazione di un geodatabase per le aree impattate).
L'incremento degli investimenti per la prevenzione degli spill è riconducibile soprattutto ad interventi in Italia per la sostituzione di linee e doppi fondi di serbatoi presso la società EniMed.

Rifiuti da attività produttive

		2009	2010	2011
Rifiuti da attività produttive	(ton)	1.158.645	1.452.717	1.324.808
- di cui da attività di perforazione		336.186	496.508	388.539
Rifiuti da attività produttive pericolosi		440.244	497.092	477.558
Rifiuti da attività produttive non pericolosi		718.401	955.625	847.250
Rifiuti da attività produttive da smaltire o recuperare/riciclare [a]		1.587.414	1.947.358	1.841.526
- di cui pericolosi		832.224	950.282	956.882
- di cui non pericolosi		755.190	997.076	884.644
Rifiuti da attività produttive recuperati e/o riciclati		354.038	267.257	244.841
- di cui pericolosi		206.064	96.767	73.437
- di cui non pericolosi		147.974	170.490	171.404
Rifiuti da attività produttive smaltiti		1.233.377	1.160.518	986.572
- di cui pericolosi		626.160	374.149	327.679
- di cui non pericolosi		607.217	786.369	658.893
Rifiuti da attività di perforazione/metri perforati	(ton/m)	0,454	0,623	0,340
Spese e investimenti gestione rifiuti [b]	(migliaia di euro)	138.326	106.419	96.263
- di cui spese correnti		124.329	102.703	83.403
- di cui investimenti		13.997	3.716	12.860

(a) Include le giacenze degli anni precedenti.
(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

I rifiuti da attività produttive prodotti nel 2011 (circa 1,32 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 8,8% rispetto all'anno precedente. I diversi settori accompagnano questa tendenza con l'eccezione di R&M, che presenta invece un aumento.

I rifiuti non pericolosi diminuiscono dell'11,3%, quelli pericolosi del 3,9%. Gli aumenti nella produzione di rifiuti pericolosi registrati nei settori R&M e I&C sono bilanciati dalle riduzioni osservabili nei restanti settori. I rifiuti non pericolosi sono in riduzione in tutti i settori con le sole eccezioni di R&M e di Corporate e Società finanziarie (quest'ultimo contributo è di entità modesta in termini assoluti).
I volumi avviati a recupero nel 2011 si sono ridotti rispetto al 2010, ricalcando l'andamento dei rifiuti prodotti; l'andamento consolida una riduzione consistente per i rifiuti pericolosi, mentre per i non pericolosi si osserva un lieve aumento.

Nel settore Exploration & Production alle consociate è richiesta la redazione di specifici Waste Management Plan; nel 2011 sono state attivate diverse azioni in attuazione di tali piani. Il settore ha consuntivato diminuzioni delle produzioni di rifiuti di circa il 12% per i rifiuti pericolosi e del 4% per quelli non pericolosi.
La riduzione dei rifiuti da attività produttive nel settore E&P si attesta a circa il 7% in particolare grazie alla revisione del Waste Management Plan presso la consociata NAOC che ha permesso di potenziare la rete dei contrattisti addetti allo smaltimento dei rifiuti e di implementare metodologie di rilevazione dei rifiuti più accurate.

Nel settore petrolchimico, si è registrato un decremento dei rifiuti da attività produttiva del 43% sull'anno precedente. Ciò deriva sia dai ridotti livelli di produzione degli impianti, dovuti a fattori congiunturali, sia da interventi di natura strutturale su processi e impianti. L'obiettivo di ridurre del 10% i rifiuti da attività produttiva rispetto al 2007 è stato traguardato ampiamente; la risalita che accompagnerà la ripresa degli assetti produttivi manterrà le quantità di rifiuti da attività produttiva entro l'obiettivo in ragione delle azioni attuate.

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 2011.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 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 2011:

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.

15 marzo 2012

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

ERNST & YOUNG

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D. Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2011. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. È 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 30 marzo 2011.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2011 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 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.

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CC.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ERNST & YOUNG

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. È di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 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) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2011.

Roma, 4 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Riccardo Schioppo
(Socio)

Independent Assurance Report

ERNST & YOUNG

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

Relazione della società di revisione sulla revisione limitata del "Consolidato di Sostenibilità 2011" del Gruppo Eni

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione limitata del "Consolidato di Sostenibilità 2011" incluso nella relazione finanziaria annuale 2011 della Eni S.p.A. e controllate ("Gruppo Eni"). La responsabilità della redazione del Consolidato di Sostenibilità 2011 in conformità alle linee guida "*Sustainability Reporting Guidelines*" versione 3.1 definite nel 2011 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, indicate nel paragrafo "Criteri di Redazione", compete agli amministratori della Eni S.p.A., così come la definizione degli obiettivi del Gruppo in relazione alla performance di sostenibilità e alla rendicontazione dei risultati conseguiti. Compete altresì agli amministratori della Eni S.p.A. l'identificazione degli *stakeholder* e degli aspetti significativi da rendicontare, così come l'adozione e il mantenimento di adeguati processi di gestione e di controllo interno relativi ai dati e alle informazioni presentati nel Consolidato di Sostenibilità 2011. È nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base al lavoro svolto.

2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione limitata indicati nel principio "International Standard on Assurance Engagements 3000 - Assurance Engagements other than Audits or Reviews of Historical Financial Information" ("ISAE 3000"), emanato dall'International Auditing and Assurance Standards Board. Tale principio richiede il rispetto dei principi etici applicabili ("Code of Ethics for Professional Accountants" dell'International Federation of Accountants - I.F.A.C.), compresi quelli in materia di indipendenza, nonché la pianificazione e lo svolgimento del nostro lavoro al fine di acquisire una limitata sicurezza, inferiore rispetto ad una revisione completa, che il consolidato di sostenibilità non contenga errori significativi. Un incarico di revisione limitata del consolidato di sostenibilità consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nel consolidato di sostenibilità, analisi del consolidato di sostenibilità ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze probative ritenute utili. Le procedure effettuate sono riepilogate di seguito:

   a. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario riportati nel Consolidato di Sostenibilità 2011 e i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2011, sul quale abbiamo emesso la nostra relazione di revisione in data 4 aprile 2012 ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39;

   b. analisi delle modalità di funzionamento dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione dei dati quantitativi inclusi nel Consolidato di Sostenibilità 2011. In particolare:

      - interviste e discussioni con il personale della Direzione di Eni S.p.A., nonché delle Divisioni operative di Polimeri Europa S.p.A., EniPower S.p.A. e Eni Australia Limited, al fine di raccogliere informazioni circa il sistema informativo, contabile e di reporting in essere per la predisposizione del consolidato di sostenibilità, nonché circa i processi e le procedure di controllo interno che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni alla funzione responsabile della predisposizione del consolidato di sostenibilità,

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice Fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ERNST & YOUNG

- verifiche in sito presso la raffineria di Taranto di Eni S.p.A. (Settore Refining & Marketing), lo stabilimento di Ravenna di Polimeri Europa S.p.A. (Settore Petrolchimica) e la centrale termoelettrica di Ravenna di EniPower S.p.A. (Settore Gas & Power),

- analisi a campione della documentazione di supporto alla predisposizione del consolidato di sostenibilità, al fine di ottenere evidenza dei processi in atto, della loro adeguatezza e del funzionamento del sistema di controllo interno per il corretto trattamento dei dati e delle informazioni in relazione agli obiettivi descritti nel consolidato di sostenibilità;

c. analisi della conformità delle informazioni qualitative riportate nel consolidato di sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1. della presente relazione e della loro coerenza interna, con particolare riferimento alla strategia, alle politiche di sostenibilità e all'identificazione degli aspetti significativi per ciascuna categoria di stakeholder;

d. analisi del processo di coinvolgimento degli stakeholder, con riferimento alle modalità utilizzate e alla completezza dei soggetti coinvolti, mediante l'analisi dei verbali riassuntivi o dell'eventuale altra documentazione esistente circa gli aspetti salienti emersi dal confronto con gli stessi;

e. ottenimento della lettera di attestazione, sottoscritta dal legale rappresentante della Eni S.p.A., sulla conformità del consolidato di sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1., nonché sull'attendibilità e completezza delle informazioni e dei dati in esso contenuti.

La revisione limitata ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella di una revisione completa svolta secondo l'ISAE 3000 e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione completa.
Trattandosi del primo anno di predisposizione del consolidato di sostenibilità, i dati comparativi, presentati limitatamente ad alcune informazioni, sono stati assoggettati a procedure di verifica ai soli fini dell'emissione della presente relazione.

3. Sulla base di quanto svolto non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il Consolidato di Sostenibilità 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle linee guida "*Sustainability Reporting Guidelines*" versione 3.1 definite nel 2011 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, come descritto nel paragrafo "Criteri di Redazione".

Roma, 4 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Riccardo Schioppo
(Socio)

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2010 Totale	31.12.2010 di cui verso parti correlate	31.12.2011 Totale	31.12.2011 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	426.930.129		353.930.969	*55.342.526*
Crediti commerciali e altri crediti:	(7)	15.001.322.409	*8.264.334.114*	19.862.341.086	*12.056.301.564*
- crediti finanziari		*6.085.368.393*		*8.427.448.329*	
- crediti commerciali e altri crediti		*8.915.954.016*		*11.434.892.757*	
Rimanenze	(8)	1.905.576.428		2.323.765.465	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	243.733.083		316.089.970	
Attività per altre imposte correnti	(10)	223.966.111		412.872.930	
Altre attività correnti	(11)	705.505.170	*443.505.760*	1.395.541.238	*888.752.384*
		18.507.033.330		**24.664.541.658**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	6.161.208.282		6.401.887.766	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(13)	1.957.324.219		2.440.767.108	
Attività immateriali	(14)	993.535.922		1.037.352.687	
Partecipazioni	(15)	31.923.635.590		31.771.877.604	
Altre attività finanziarie	(16)	10.795.340.185	*10.746.945.385*	10.411.495.041	*10.364.619.789*
Attività per imposte anticipate	(17)	2.045.802.724		2.315.712.744	
Altre attività non correnti	(18)	1.994.470.457	*250.938.637*	2.977.301.637	*520.738.202*
		55.871.317.379		**57.356.394.587**	
Attività destinate alla vendita	(19)	5.587.080		410.236	
TOTALE ATTIVITÀ		**74.383.937.789**		**82.021.346.481**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(20)	5.829.390.747	*3.853.560.176*	5.873.851.267	*5.135.097.080*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(21)	557.601.887	*2.296.294*	2.024.049.760	*119.714.421*
Debiti commerciali e altri debiti	(22)	6.580.425.659	*2.616.921.340*	9.844.012.874	*4.902.147.504*
Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	75.303.839			
Passività per altre imposte correnti	(24)	1.085.628.346		1.213.475.452	
Altre passività correnti	(25)	979.667.727	*376.952.304*	1.320.529.187	*566.845.082*
		15.108.018.205		**20.275.918.540**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(26)	18.337.983.683	*286.568.806*	21.016.407.834	*296.839.898*
Fondi per rischi e oneri	(27)	3.574.160.313		2.776.387.046	
Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	305.549.715		285.287.105	
Altre passività non correnti	(29)	2.333.798.563	*820.592.404*	2.412.346.528	*744.962.565*
		24.551.492.274		**26.490.428.513**	
TOTALE PASSIVITÀ		**39.659.510.479**		**46.766.347.053**	
PATRIMONIO NETTO	(30)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		32.147.534.188		34.714.422.782	
Acconto sul dividendo		(1.811.247.572)		(1.883.806.102)	
Azioni proprie		(6.755.639.864)		(6.752.765.254)	
Utile netto dell'esercizio		6.179.319.559		4.212.687.003	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**34.724.427.310**		**35.254.999.428**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**74.383.937.789**		**82.021.346.481**	

Conto economico

(euro)	Note	2010 Totale	2010 di cui verso parti correlate	2011 Totale	2011 di cui verso parti correlate
RICAVI	(32)				
Ricavi della gestione caratteristica		35.251.291.189	*8.929.622.089*	45.491.611.994	*14.324.393.361*
Altri ricavi e proventi		272.822.805		278.163.886	*59.193.143*
Totale ricavi		**35.524.113.994**		**45.769.775.880**	
COSTI OPERATIVI	(33)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(32.949.740.852)	*(21.089.740.450)*	(43.845.162.297)	*(28.030.306.568)*
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		*269.595.000*			
Costo lavoro		(1.217.901.958)		(1.056.465.059)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		3.913.302	*59.380.725*	114.871.825	*201.773.457*
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(922.845.720)		(1.277.515.958)	
UTILE OPERATIVO		**437.538.766**		**(294.495.609)**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(34)				
Proventi finanziari		3.547.827.113	*364.193.233*	3.783.557.135	*483.058.448*
Oneri finanziari		(3.738.657.867)	*(36.895.977)*	(4.247.161.735)	*(63.958.235)*
Strumenti derivati		68.761.619	*118.402.970*	207.944.389	*471.876.401*
		(122.069.135)		**(255.660.211)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(35)	**5.942.773.961**	***126.846.758***	**4.788.852.961**	***(11.356.576)***
- di cui oneri non ricorrenti		*(24.550.536)*			
UTILE ANTE IMPOSTE		**6.258.243.592**		**4.238.697.141**	
Imposte sul reddito	(36)	(78.924.033)		(26.010.138)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		**6.179.319.559**		**4.212.687.003**	

Prospetto dell'utile complessivo

[milioni di euro]	Note	2010	2011
Utile netto dell'esercizio		**6.179**	**4.213**
Altre componenti dell'utile complessivo:			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(30)	36	23
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(30)	(12)	(10)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		**24**	**13**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**6.203**	**4.226**

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	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2009	**4.005**	**10.390**	**959**	**(6.757)**	**6.757**		**13.540**	**(1.811)**	**5.061**	**32.144**
Utile netto dell'esercizio									**6.179**	**6.179**
Altre componenti dell'utile complessivo:										
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						24				**24**
						24				**24**
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2010 (0,50 euro per azione)								(1.811)		**(1.811)**
Attribuzione del dividendo residuo 2009 (0,50 euro per azione)								1.811	(3.622)	**(1.811)**
Destinazione utile residuo 2009							1.439		(1.439)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		1		1	(1)					**1**
		1		**1**	**(1)**		**1.439**		**(5.061)**	**(3.621)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Operazioni straordinarie under common control							(3)			**(3)**
Diritti decaduti stock option							(6)			**(6)**
Costo di competenza stock option assegnate							7			**7**
							(2)			**(2)**
Saldi al 31 dicembre 2010	**4.005**	**10.391**	**959**	**(6.756)**	**6.756**	**24**	**14.977**	**(1.811)**	**6.179**	**34.724**
Utile netto dell'esercizio									**4.213**	**4.213**
Altre componenti dell'utile complessivo:										
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						13				**13**
						13				**13**
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2011 (0,52 euro per azione)								(1.884)		**(1.884)**
Attribuzione del dividendo residuo 2010 (0,50 euro per azione)								1.811	(3.622)	**(1.811)**
Destinazione utile residuo 2010							2.557		(2.557)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		2		3	(3)		1			**3**
		2		**3**	**(3)**		**2.558**	**(73)**	**(6.179)**	**(3.692)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Operazioni straordinarie under common control							2			**2**
Diritti decaduti stock option							(7)			**(7)**
Costo di competenza stock option assegnate							2			**2**
							(3)			**(3)**
Saldi al 31 dicembre 2011	**4.005**	**10.393**	**959**	**(6.753)**	**6.753**	**37**	**17.532**	**(1.884)**	**4.213**	**35.255**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	2010	2011
Utile netto dell'esercizio	6.179	4.213
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
- Ammortamenti	827	803
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	96	474
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.992	930
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(194)	(53)
Dividendi	(7.783)	(5.688)
Interessi attivi	(290)	(431)
Interessi passivi	604	771
Imposte sul reddito	79	26
Altre variazioni	(21)	46
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(956)	(902)
- crediti commerciali	(1.246)	(2.665)
- debiti commerciali	723	2.470
- fondi per rischi e oneri	(157)	(12)
- altre attività e passività	(1.085)	116
Flusso di cassa del capitale di esercizio	*(2.721)*	*(993)*
Variazione fondo benefici per i dipendenti		(21)
Dividendi incassati	7.782	5.688
Interessi incassati	321	369
Interessi pagati	(596)	(747)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(422)	(905)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**5.853**	**4.482**
di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	*(4.151)*	*(7.485)*
Investimenti:		
- attività materiali	(1.059)	(1.304)
- attività immateriali	(161)	(173)
- partecipazioni	(2.987)	(1.588)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.944)	(691)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	22	165
- acquisto rami d'azienda	(14)	(23)
Flusso di cassa degli investimenti	*(6.143)*	*(3.614)*
Disinvestimenti:		
- attività materiali	29	17
- attività immateriali		
- partecipazioni	107	51
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	511	811
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(207)	(7)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*440*	*872*
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(5.703)**	**(2.742)**
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	*(4.752)*	*(1.511)*
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	252	3.862
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	2.668	29
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	556	(2.012)
Cessione di azioni proprie		3
Dividendi pagati	(3.622)	(3.695)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(146)**	**(1.813)**
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	*1.827*	*(607)*
Effetti delle differenze di cambio e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		
Flusso di cassa netto dell'esercizio	**(1)**	**(73)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**428**	**427**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	**427**	**354**

Note al bilancio di esercizio

1 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 sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2011 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, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.
Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2012.
Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione della relazione finanziaria annuale consolidata, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, controllate congiuntamente e collegate, che sono valutate al costo di acquisto. 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 dall'asset 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.
La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le 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 le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e 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, controllate congiuntamente e collegate 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.

3 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.
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 predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.

5 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.

[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.
[2] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2010.
[3] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

Attività correnti

6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a 354 milioni di euro (427 milioni di euro al 31 dicembre 2010).
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni, e da depositi in moneta estera 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 0,573%.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti commerciali	**8.249**	**10.924**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	1.494	1.814
- non strumentali all'attività operativa	4.591	6.613
	6.085	**8.427**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	190	22
- altri	477	489
	667	**511**
	15.001	**19.862**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 578 milioni di euro (485 milioni di euro al 31 dicembre 2010), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Crediti commerciali	471	111	(12)	(7)	563
Altri crediti diversi e finanziari	14	1			15
	485	**112**	**(12)**	**(7)**	**578**

I crediti commerciali di 10.924 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti riguardano crediti verso clienti (7.674 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (3.138 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate e a controllo congiunto (112 milioni di euro). I crediti commerciali sono aumentati di 2.675 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dei rapporti che la Divisione Gas & Power intrattiene con la Distrigas NV a seguito dell'integrazione del portafoglio gas di Distrigas NV in Eni e per effetto dell'aumento dei prezzi (1.251 milioni di euro).
Nel corso del 2011 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2011. La cessione ha riguardato crediti commerciali relativi alla Divisione Refining & Marketing (286 milioni di euro) e Gas & Power (251 milioni di euro). In forza delle disposizioni contrattuali statuite, Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**7.138**	**659**	**7.797**	**9.479**	**503**	**9.982**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**625**	**8**	**633**	**750**	**8**	**758**
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	356		356	249		249
- da 3 a 6 mesi	23		23	78		78
- da 6 a 12 mesi	41		41	168		168
- oltre 12 mesi	66		66	200		200
	486		**486**	**695**		**695**
	8.249	**667**	**8.916**	**10.924**	**511**	**11.435**

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 357 milioni di euro.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa[4] di 1.814 milioni di euro sono aumentati di 320 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 (1.000 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (400 milioni di euro), Italgas SpA (185 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 6.613 milioni di euro (4.591 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.840 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (770 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (627 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (428 milioni di euro); Italgas SpA (382 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (449 milioni di euro), Serfactoring SpA (185 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (543 milioni di euro), Saipem Energy Services SpA (466 milioni di euro), Saipem SpA (295 milioni di euro). I crediti non strumentali sono aumentati di 2.022 milioni di euro in relazione ai rapporti intrattenuti principalmente con Snam Rete Gas SpA (567 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (440 milioni di euro) ed Eni Trading & Shipping SpA (354 milioni di euro).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 770 milioni di euro.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	127	126
Acconti per servizi e forniture	35	122
Anticipi al personale	27	28
Altri crediti	478	235
	667	**511**

Gli altri crediti di 235 milioni di euro riguardano principalmente crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (72 milioni di euro) e per IVA (25 milioni di euro). Gli altri crediti si riducono di 243 milioni di euro principalmente a seguito della riduzione del credito per attività di disinvestimento verso Snam Rete Gas SpA in relazione al conguaglio prezzo maturato a favore di Eni a seguito della cessione dell'Italgas e della Stogit (133 milioni di euro) e del credito verso l'Amministrazione finanziaria per effetto della "Tremonti ter" (40 milioni di euro).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 38 - 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.

Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2010				31.12.2011			
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	212		47	259	284		120	404
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	63			63	67			67
Lavori in corso su ordinazione		19		19		8		8
Prodotti finiti e merci	1.565			1.565	1.845			1.845
	1.840	**19**	**47**	**1.906**	**2.196**	**8**	**120**	**2.324**

[4] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 16 "Altre attività finanziarie". I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 2 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2010):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Materie prime, sussidiarie e di consumo	4		(2)		2
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati					
Prodotti finiti e merci					
	4		**(2)**		**2**

Al 31 dicembre 2011 le rimanenze sono costituite:
- per le materie prime sussidiarie e di consumo, principalmente da greggio (284 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafte in deposito presso le raffinerie (67 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (1.229 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (616 milioni di euro).

9 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
IRES	147	181
Addizionale IRES Legge n. 7/2009		80
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	39	40
IRAP	55	12
Altre	3	3
	244	**316**

L'incremento di 72 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio.

10 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo	87	105
- IVA	36	186
- Accise	84	104
- Altre imposte indirette	17	18
	224	**413**

I crediti per IVA di 186 milioni di euro sono aumentati di 150 milioni di euro a seguito dell'incremento dei crediti per IVA di gruppo ed alla circostanza che nel 2011 sono stati versati acconti in misura superiore al 2010.

11 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	548	1.120
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	20	153
Altre attività	138	123
	706	**1.396**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010		31.12.2011	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	297	13.209	638	17.268
Outright	75	3.802	179	3.743
Interest currency swap	18	139	17	50
	390	**17.150**	**834**	**21.061**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	1.475	12	2.617
	12	**1.475**	**12**	**2.617**
Contratti su merci				
Over The Counter	146	1.208	274	4.386
	146	**1.208**	**274**	**4.386**
	548	**19.833**	**1.120**	**28.064**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.120 milioni di euro (548 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 1.067 milioni di euro strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 53 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 153 milioni di euro riguarda operazioni di copertura del rischio commodity, con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e alla nota n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività di 123 milioni di euro comprendono essenzialmente oneri pluriennali (87 milioni di euro) e i certificati verdi (36 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

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Terreni	157					(6)		151	151	
Fabbricati	188		3	(12)	(1)	(3)	9	184	661	477
Impianti e macchinari	3.540	1		(636)	(7)	(1)	970	3.867	15.879	12.012
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(15)		(1)	1	26	269	243
Altri beni	93		9	(26)			4	80	499	419
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.920		1.038		(65)		(1.040)	1.853	2.012	159
	5.930	**1**	**1.059**	**(689)**	**(73)**	**(11)**	**(56)**	**6.161**	**19.471**	**13.310**
31.12.2011										
Terreni	151					(1)	3	153	153	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	164	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	3.647	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	26	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	67	521	454
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	2.345	2.485	140
	6.161	**23**	**1.304**	**(661)**	**(476)**	**(2)**	**53**	**6.402**	**20.767**	**14.365**

I terreni (153 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I fabbricati (164 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 (3.647 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.882 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (903 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (342 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (219 milioni di euro).

Le attrezzature industriali e commerciali (26 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 (67 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (2.345 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri e al campo Aquila, 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.

Le operazioni straordinarie di 23 milioni di euro si riferiscono all'acquisizione del ramo d'azienda "Annamaria" da Ligestra SpA, Gruppo Fintecna. Gli investimenti di 1.304 milioni di euro riguardano essenzialmente: (a) la Divisione Exploration & Production (541 milioni di euro), in particolare alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato essenzialmente: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di sidetrack e work-over (Calpurnia, Daria, Barbara e Clara Nord); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento del progetto di sviluppo di Guendalina; (iv) la manutenzione delle strutture e degli impianti esistenti ed il posizionamento di una nuova nave FPSO per la ripresa della produzione del campo ad olio di Aquila; (b) la Divisione Refining & Marketing (745 milioni di euro), in relazione essenzialmente: (i) all'attività di raffinazione e logistica (580 milioni di euro), principalmente per la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro (392 milioni di euro); (ii) alle attività retail in Italia, in particolare per opere di realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio (157 milioni di euro), di cui 63 milioni di euro per la realizzazione della nuova immagine dei punti vendita rete.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 3,09% (2,91 al 31 dicembre 2010).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-20
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
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 ed extrarete, 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; (ii) per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali dell'1,9%, sostanzialmente corrispondente al tasso di inflazione previsto; (iii) 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), nel caso di Eni SpA, solo l'Italia. I WACC adjusted 2011 utilizzati sono l'8% per la Divisione Refining & Marketing (che equivale al tasso pre-tax del 10,7-10,9%) e il 7,5% per la Divisione Exploration & Production. 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 (432 milioni di euro); (ii) alcuni asset legati al business extrarete (25 milioni di euro); (iii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi, per la quale non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore (13 milioni di euro).
Le altre variazioni di 53 milioni di euro accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi e la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.
Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 18 milioni di euro, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Gi 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)	31.12.2010	31.12.2011
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	8.585	9.185
- Gas & Power	116	115
- Refining & Marketing	10.593	11.267
- Corporate	177	200
	19.471	**20.767**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	5.916	6.312
- Gas & Power	44	48
- Refining & Marketing	7.229	7.859
- Corporate	121	146
	13.310	**14.365**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.669	2.873
- Gas & Power	72	67
- Refining & Marketing	3.364	3.408
- Corporate	56	54
	6.161	**6.402**

13 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di 2.441 milioni di euro (1.957 euro al 31 dicembre 2010) includono 4,1 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DPR n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

14 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria			55	(55)					138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	54		23	(39)			23	**61**	678	617
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	132		24	(39)	(24)		3	**96**	479	383
- Immobilizzazioni in corso e acconti	30		59				(25)	**64**	65	1
- Altre attività immateriali	59			(4)			(1)	**54**	151	97
	275		**161**	**(137)**	**(24)**			**275**	**1.511**	**1.236**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	713	6						**719**	796	77
	988	**6**	**161**	**(137)**	**(24)**			**994**	**2.307**	**1.313**
31.12.2011										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	0		60	(60)					138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)		32	**73**	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4		2	**63**	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64		93				(44)	**113**	113	
- Altre attività immateriali	54			(5)			20	**69**	171	102
	275		**173**	**(142)**	**2**		**10**	**318**	**1.616**	**1.298**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	719							**719**	796	77
	994		**173**	**(142)**	**2**		**10**	**1.037**	**2.412**	**1.375**

I costi per attività mineraria riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (60 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e i diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 73 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 i 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 63 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (46 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 113 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre attività immateriali di 69 milioni di euro riguardano principalmente le somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi al social project proposto da Eni nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (50 milioni di euro).

Il goodwill di 719 milioni di euro riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (656 milioni di euro), nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA e Messina Fuels SpA.

Il goodwill rilevato è attribuito essenzialmente 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 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 nullo; (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 post-tax del 7%, che corrisponde al tasso pre-tax del 13,1% (nel 2010 il tasso post-tax era del 7% che corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,7%). 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. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda penalizzata dal quadro economico recessivo, forte pressione competitiva alimentata dall'oversupply e crescente dal rischio commerciale. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. Nel corso del 2011 Eni ha concluso alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; il management ha finalizzato nel primo trimestre 2012 altre importanti rinegoziazioni i cui effetti economici saranno retroattivi dall'inizio del 2011. 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 il goodwill ad essa riferito, si azzera al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 27,1% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 27,1% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 3,3 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 4,4%. 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 173 milioni di euro (161 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (60 milioni di euro) dalla Divisione Exploration & Production e i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Divisione Gas & Power (40 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)	31.12.2010	31.12.2011
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	784	800
- Gas & Power	837	878
- Refining & Marketing	493	495
- Corporate	193	239
	2.307	**2.412**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	624	656
- Gas & Power	82	86
- Refining & Marketing	452	458
- Corporate	155	175
	1.313	**1.375**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	160	144
- Gas & Power	755	792
- Refining & Marketing	41	37
- Corporate	38	64
	994	**1.037**

15 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2010										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	27.916	(11)	2.953	19		(1.141)	730	30.466	43.156	12.690
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451							1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	29.374	**(11)**	**2.953**	**19**		**(1.141)**	**730**	**31.924**	**44.653**	**12.729**
31.12.2011										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	30.466		754		(7)	(911)	1	30.303	43.923	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451		29			(19)	1	1.462	1.519	57
- altre imprese	7							7	7	
	31.924		**783**		**(7)**	**(930)**	**2**	**31.772**	**45.449**	**13.677**

Le partecipazioni sono diminuite di 152 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2010	**31.924**
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
Syndial SpA	444
Eni Angola SpA	145
Eni East Africa SpA	105
Ieoc SpA	30
Est Più Società per Azioni	29
Eni Petroleum Co Inc	23
Eni Timor Leste SpA	6
Eni Fuel Centrosud SpA	1
	783
Altri incrementi	
Altre	2
	2
Decremento per:	
Cessioni	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	(6)
Acqua Campania SpA	(1)
	(7)
Svalutazioni e perdite	
Syndial SpA	(325)
Polimeri Europa SpA	(305)
Eni Angola SpA	(121)
Eni East Africa SpA	(105)
Ieoc SpA	(24)
Eni Timor Leste SpA	(20)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(15)
Inversora de Gas Cuyana SA	(7)
Eni Administration & Financial Service SpA	(4)
Altre minori (inferiori a 4 milioni di euro)	(4)
	(930)
Partecipazioni al 31 dicembre 2011	**31.772**

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2011, 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 al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2010	Saldo netto al 31.12.2011 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Acqua Campania SpA	0,154	1	...		
Adriaplin doo	51,000	13	13	13	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	7	7	7	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	12	11	11	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	193	145
Eni Administration & Financial Service SpA	99,626	225	222	190	(32)
Eni Angola SpA [1]	100,000	33	57	57	
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni East Africa SpA [1]	100,000	8	8	8	
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	33,613	726	726	908	182
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	19	20	26	6
Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	24	24	
Eni Gas & Power Belgium SA [2]	99,990	4.454	4.454	4.719	265
Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000	1	1	1	
Eni Gas Transport Deutschland SpA		6			
Eni Hellas SpA	100,000	183	183	210	27
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	348	248
Eni International BV	100,000	9.590	9.590	27.933	18.343
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	14	
Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	5.269	623
Eni Medio Oriente SpA [1]	100,000	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	263	130
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.227	1.250	1.464	214
EniPower SpA	100,000	957	957	1.173	216
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	57	30
EniServizi SpA	100,000	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA [1]	100,000	26	12	12	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	203	(79)
Eni Zubair SpA	99,999	...	...	...	
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	100,000	11	11	11	
Ieoc SpA [1]	100,000	17	23	23	
Immobiliare Est SpA [1]	100,000	8	7	7	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	66	59	23	(36)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	430	145
Polimeri Europa SpA	100,000	1.481	1.176	1.176	
Raffineria di Gela SpA	100,000	171	171	163	(8)
Saipem SpA [3]	42,913	183	183	2.068	1.885
Servizi Aerei SpA	100,000	53	53	58	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA [4]	52,535	3.920	3.921	2.465	(1.456)
Società Adriatica Idrocarburi SpA [1]	100,000	558	558	638	80
Società Ionica Gas SpA [1]	100,000	623	623	677	54
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA [1]	70,000	42	42	44	2
Società Petrolifera Italiana SpA [1]	99,964	26	26	26	

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2010	Saldo netto al 31.12.2011 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività diversificate [1]	99,999		119	119	
Tecnomare SpA [1]	100,000	18	18	20	2
Tigáz Zrt	50,361	116	116	240	124
Toscana Energia Clienti SpA	100,000	59	59	4	(55)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	128	77
Totale imprese controllate		**30.466**	**30.303**		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
ACAM Clienti SpA	48,999	6	6	6	
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	52	37	31	(6)
Est Più Società per Azioni	70,000		29	29	
Galp Energia SGPS SA [5]	33,340	780	780	1.103	323
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	15	12	(3)
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Promgas SpA		...			
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	129	3
Seram SpA	25,000	...	...	...	
Setgas SA	21,871	2	2	12	10
Transmed SpA	50,000	...	...	4	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	19	(6)
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	465	23
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl [1]	2,815	...	...	...	
Venezia Tecnologie SpA	50,000	...	...	...	
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		**1.451**	**1.462**		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		**31.917**	**31.765**		

[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 2011 [32,73258 euro per azione], in quota Eni, ammonta a 6.200 milioni di euro.
[4] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 [3,3894 euro per azione], in quota Eni, ammonta a 6.359 milioni di euro.
[5] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 [11,380 euro per azione], in quota Eni, ammonta a 3.146 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.

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 2011;
- per la Raffineria di Gela SpA, sulla base di una valutazione dei flussi di cassa con orizzonte temporale di 20 anni e valore di recupero a fine periodo pari a zero, assetto di lavorazione di piano e scenario di impairment per il periodo 2012-2015 e assetto di regime e scenario di lungo periodo Eni a partire dal 2016; come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted dell'8%;
- per l'Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa 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 nominale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted dell'8%;
- per la Transmediterranean 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 nominale di lungo periodo pari a 3,9%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,5%;
- 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 finanziarie e del capitale umano;
- 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 nominale di lungo periodo compreso tra lo zero e il 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 7% e il 25%.

16 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	10.770	10.392
- non strumentali all'attività operativa	5	
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	10.795	**10.412**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 10.392 milioni di euro sono diminuiti di 378 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (5.518 milioni di euro), Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) (1.569 milioni di euro), Italgas SpA (703 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (607 milioni di euro), Saipem SpA (603 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (326 milioni di euro) e Polimeri Europa SpA (302 milioni di euro).
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.101 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.
La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2011 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo[a]	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	**1.814**	6.052	4.340	**10.392**
- non strumentali all'attività operativa	**6.613**			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	**20**
	8.427	**6.052**	**4.360**	**10.412**

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 7 "Crediti commerciali e altri crediti".

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali di 12.206 milioni di euro (di cui 10.392 milioni di euro a lungo termine e 1.814 milioni di euro quota breve del lungo termine), stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,677% e il 2,679%, è di 12.463 milioni di euro. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 38 - Rapporti con parti correlate.

17 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.118	2.350
Imposte sul reddito differite IRES	(168)	(144)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	104	114
Imposte sul reddito differite IRAP	(8)	(5)
	2.046	**2.315**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Imposte differite:					
- differenze su derivati	(12)	(9)		(10)	(31)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(88)		14	13	(61)
- altre	(76)	(29)	43	5	(57)
	(176)	**(38)**	**57**	**8**	**(149)**
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	1.520	228	(202)	(10)	1.536
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	372	193	(50)		515
- differenze su attività materiali ed immateriali	135	35	(17)	3	156
- svalutazione crediti	41	22	(1)	(3)	59
- fondi per benefici ai dipendenti	45	1			46
- altre	109	49		(6)	152
	2.222	**528**	**(270)**	**(16)**	**2.464**
	2.046	**490**	**(213)**	**(8)**	**2.315**

Le imposte anticipate sono aumentate di 242 milioni di euro essenzialmente a seguito della svalutazione di alcune raffinerie e della rete autostradale (200 milioni di euro).

13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti d'imposta	64	67
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	467	777
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		33
Altri crediti da attività di disinvestimento	27	30
Altre attività	1.436	2.070
	1.994	**2.977**

I crediti di imposta sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti di imposta chiesti a rimborso	18	21
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	64	**67**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010		31.12.2011	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	11	175	16	197
Outright	3	123	1	26
Interest currency swap	179	1.063	276	1.167
	193	**1.361**	**293**	**1.390**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	237	7.941	423	5.490
	237	**7.941**	**423**	**5.490**
Contratti su merci				
Over The Counter	37	419	61	1.554
	37	**419**	**61**	**1.554**
	467	**9.721**	**777**	**8.434**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 777 milioni di euro (467 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 743 milioni di euro strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 34 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge su commodity è di 33 milioni di euro e riguarda la Divisione Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 29 - Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e alla nota n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività di 2.070 milioni di euro comprendono essenzialmente 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 e allineato al valore netto di realizzo (1.971 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

18 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita si riducono di 6 milioni di euro per effetto della cessione in particolare di depositi avio della Divisione Refining & Marketing.

Passività correnti

20 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 5.874 milioni di euro (5.829 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono aumentate di 45 milioni di euro.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	4.739	4.433
Dollaro USA	1.065	1.422
Lira Sterlina	22	16
Fiorino Ungherese	2	1
Altre	1	2
	5.829	**5.874**

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari all'1,11% (1,24% nell'esercizio 2010), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito committed e uncommitted rispettivamente per 40 e 561 milioni di euro.
Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.400 e 8.694 milioni di euro (rispettivamente per 2.348 e 7.323 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 34 - "Proventi (oneri) finanziari".

21 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (2.024 milioni di euro) è commentata nella nota n. 26 - "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

22 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Debiti commerciali	5.092	7.607
Acconti e anticipi	446	448
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	360	394
- altri debiti	683	1.395
	1.043	**1.789**
	6.581	**9.844**

I debiti commerciali di 7.607 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (3.433 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (4.036 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (138 milioni di euro). I debiti commerciali sono aumentati di 2.515 milioni di euro a seguito principalmente dell'incremento dei rapporti che la Divisione Gas & Power intrattiene con la Distrigas NV (1.207 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 448 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli acconti, costituiti in gran parte da depositi cauzionali, ricevuti da clienti gas (186 milioni di euro); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (118 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (42 milioni di euro); (iv) gli anticipi ricevuti da clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take or pay prevista dai relativi contratti a lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito entro il prossimo esercizio (42 milioni di euro); (v) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (20 milioni di euro).
Gli altri debiti di 1.395 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take-or-pay" (719 milioni di euro); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (269 milioni di euro); (iii) i debiti verso controllate per consolidato fiscale (156 milioni di euro); (iv) i debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (123 milioni di euro).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 38 - 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.

27 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti pari a zero al 31 dicembre 2011 si riducono di 75 milioni di euro in relazione al pagamento della terza rata dell'imposta sostitutiva ex Legge 133/2008 e dell'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

28 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Accise e imposte di consumo	814	933
Royalty su idrocarburi estratti	167	216
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	28	27
IVA	75	31
Altre imposte e tasse	2	6
	1.086	**1.213**

29 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	699	939
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	28	119
Altre passività	253	263
	980	**1.321**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010		31.12.2011	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	94	4.281	93	2.977
Currency swap	256	11.395	625	17.513
Interest currency swap	18	116	23	
	368	**15.792**	**741**	**20.490**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	1.504	10	2.620
	12	**1.504**	**10**	**2.620**
Contratti su merci				
Over The Counter	88	884	188	2.242
Altri	231	782		
	319	**1.666**	**188**	**2.242**
	699	**18.962**	**939**	**25.352**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 939 milioni di euro (699 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 915 milioni di euro strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 24 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in commodity, di 119 milioni di euro è riferito alla Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 11 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 - Garanzie, impegni e rischi.
Le altre passività di 263 milioni di euro 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. 29 - "Altre passività non correnti").

Passività non correnti

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:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.514	294	6.808	7.849	1.593	9.442
Obbligazioni	11.526	262	11.788	12.862	311	13.173
Altri finanziatori, di cui:	298	2	300	305	120	425
- imprese controllate	287	2	289	297	120	417
- altri	11		11	8		8
	18.338	**558**	**18.896**	**21.016**	**2.024**	**23.040**

I debiti verso banche di 9.442 milioni di euro comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per 4.100 milioni di euro (1.800 al 31 dicembre 2010).
Gli altri finanziatori di 417 milioni di euro riguardano per 415 milioni di euro operazioni con Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA).
Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di 23.040 milioni di euro sono denominate in euro per 21.797 milioni di euro e per 1.243 milioni di euro sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2011 è del 3,22% per quelle denominate in euro (3,43% al 31 dicembre 2010) e 3,81% per quelle denominate in dollari.
Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di 9.867 milioni di euro presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 2,50% (2,04% al 31 dicembre 2010) e sul dollaro USA di 2,50%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,7912% e il 4,8952% (tra lo 0,8521% e il 4,8952% al 31 dicembre 2010).
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 di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Si segnala inoltre un finanziamento a medio lungo termine con Citibank Europe Plc con condizioni similari. Al 31 dicembre 2011 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a 2.316 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.
Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 3.201 milioni di euro (4.900 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 34 - "Proventi (oneri) finanziari".

Le scadenze 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	2010	2011	Scad. 2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Banche	6.808	9.442	1.593	1.330	3.680	428	1.286	1.125	9.442
Obbligazioni:									
- *Euro Medium Term Notes 4,625%*	1.545	1.545	46	1.499					1.545
- *Euro Medium Term Notes 4,75%*	1.247	1.249	8					1.241	1.249
- *Euro Medium Term Notes 5,875%*	1.317	1.318	70		1.248				1.318
- *Euro Medium Term Notes 5,000%*	1.560	1.561	69				1.492		1.561
- *Euro Medium Term Notes 4,125%*	1.508	1.509	18					1.491	1.509
- *Euro Medium Term Notes 3,500%*	997	1.033	38					995	1.033
- *Euro Medium Term Notes 4,000%*	1.017	1.017	20					998	1.018
- *Retail TF 4,875%*		1.104	12					1.092	1.104
- *Retail TV*		215	2					213	215
- *Retail 4,000%*	1.008	1.011	20			991			1.011
- *Bond US 4,150%*	337	349	4					345	349
- *Bond US 5,700%*	263	271	4					266	270
- *Retail VARIABILE%*	989	991				991			991
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	289	417	120					297	417
- altri	11	8		2	2	1	1	2	8
	18.896	**23.040**	**2.024**	**2.831**	**4.930**	**2.411**	**2.779**	**8.065**	**23.040**

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	45	1.545	EUR	2013	4,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	(1)	1.249	EUR	2017	4,750
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	68	1.318	EUR	2014	5,875
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	61	1.561	EUR	2016	5,000
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	9	1.509	EUR	2019	4,125
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	33	1.033	EUR	2018	3,500
- *Bond US*	348	1	349	USD	2020	4,150
- *Bond US*	271		271	USD	2040	5,700
- *Retail*	1.000	11	1.011	EUR	2015	4,000
- *Retail*	1.000	(9)	991	EUR	2015	variabile
- *Retail TF*	1.109	(5)	1.104	EUR	2017	4,875
- *Retail TV*	215		215	EUR	2017	variabile
	12.943	**230**	**13.173**			

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 24.608 milioni di euro (19.980 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Banche	6.890	9.515
Obbligazioni	12.792	14.678
Altri finanziatori	298	415
	19.980	**24.608**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,677% e il 2,6796% e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2082% e il 2,5818%.
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	427		427	354		354
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	**427**		**427**	**354**		**354**
D. Crediti finanziari [a]	**4.591**	**5**	**4.596**	**6.613**		**6.613**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	1.871		1.871	714		714
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	294	6.514	6.808	1.593	7.849	9.442
G. Prestiti obbligazionari	262	11.526	11.788	311	12.862	13.173
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.853		3.853	5.112		5.112
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	2	287	289	120	297	417
L. Altre passività finanziarie	105	11	116	48	8	56
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**6.387**	**18.338**	**24.725**	**7.898**	**21.016**	**28.914**
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	**1.369**	**18.333**	**19.702**	**931**	**21.016**	**21.947**

(a) La voce comprende i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2010								
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.150	(37)	49	4	(25)	(26)		1.115
Fondo copertura perdite imprese partecipate	16			805	(16)			805
Fondo rischi e oneri ambientali	600		1	243	(101)	(16)		727
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	353		2	135	(106)	(96)		288
Fondo rischi per contenziosi	162			22	(11)	(8)		165
Fondo esodi e mobilità lunga	14			133	(2)			145
Fondo oneri per cessione Italgas SpA				47				47
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290				(20)	(270)		
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	250				(250)			
Altri fondi per rischi e oneri	373		1	91	(114)	(69)		282
	3.208	**(37)**	**53**	**1.480**	**(645)**	**(485)**		**3.574**
31.12.2011								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115	50	52	5	(25)		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727			144	(82)	(5)		784
Fondo rischi per contenziosi	165			12	(71)	(23)	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145			39	(72)	(3)		109
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49			41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288		(3)	39	(33)	(2)	(261)	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47			2	(34)			15
Fodo copertura perdite imprese partecipate	805				(805)			
Altri fondi per rischi e oneri	233	19	1	121	(101)	(64)	(50)	159
	3.574	**69**	**50**	**403**	**(1.223)**	**(97)**		**2.776**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di 1.247 milioni di euro accoglie essenzialmente: (i) 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 (1.183 milioni di euro). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,49% e il 4,99%. Il periodo previsto degli esborsi è 2012-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (47 milioni di euro). 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 784 milioni di euro riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare ai siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (458 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (135 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (32 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (36 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (23 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 (61 milioni di euro) e ad altri siti non operativi (27 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 344 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 aumenta di 179 milioni di euro a seguito della riclassifica dal fondo rischi approvvigionamento merci (261 milioni di euro). Tale aumento è parzialmente compensato dalla chiusura del contenzioso Agrifactoring/Serfactoring[5] che ha comportato il pagamento di 65 milioni di euro e un utilizzo per esuberanza di 10 milioni di euro.

Il fondo esodi e mobilità lunga di 109 milioni di euro riguarda essenzialmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nel 2010 e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 e comprende l'adeguamento della passività stanziata derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla recente Legge 214/2011 del dicembre 2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di 90 milioni di euro si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA.

(5) Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 28 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA. Le altre variazioni di 261 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi per contenziosi.
Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di 15 milioni di euro si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Snam Rete Gas SpA, a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA[6].
Il fondo copertura perdite di imprese partecipate si riduce integralmente a seguito della copertura perdite della Syndial SpA avvenuta in data 8 aprile 2011. Per maggiori informazioni si rinvia alle "Notizie su imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.
Gli altri fondi di 159 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (22 milioni di euro); (ii) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (19 milioni di euro); (iii) 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 (19 milioni di euro); (iv) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (12 milioni di euro); (v) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (11 milioni di euro).

23 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	175	157
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	47	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	84	84
	306	**285**

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.
L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) 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, il piano di incentivazione di lungo termine 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. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) sostituisce le precedenti assegnazioni di stock option e prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato ad un parametro di performance. 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:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**184**	**52**	**78**	**181**	**55**	**84**
Costo corrente		1	22		1	26
Costo per interessi	9	3	2	8	2	2
Utili/perdite attuariali [a]	4	2	2	(5)	1	(1)
Benefici pagati	(16)	(3)	(20)	(27)	(6)	(27)
Altre variazioni						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	**181**	**55**	**84**	**157**	**53**	**84**
Utili (perdite) attuariali non rilevate	(6)	(6)			(8)	
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(2)			(1)	
Passività rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**175**	**47**	**84**	**157**	**44**	**84**

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

(6) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 - "Garanzie, impegni e rischi".

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	FISDE	Altri
2010			
Tassi di sconto	5%	5%	2,5% - 5%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3%		
Tasso di inflazione	2%	2%	2%
2011			
Tassi di sconto	4,8%	4,8%	3,6% - 4,8%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3%		
Tasso di inflazione	2%	2%	2%

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	7	(6)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 36 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro relativi ai piani a benefici definiti.
Il valore attuale dell'obbligazione relativa a piani per benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	187	183	184	181	157
FISDE	42	44	52	55	53
Altri	49	72	78	84	84
	278	**299**	**314**	**320**	**294**

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	413	599
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		37
Depositi cauzionali	198	201
Altre passività	1.723	1.576
	2.334	**2.413**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2010		31.12.2011	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	90	3	74
Currency swap	1	59	...	3
Interest Currency swap	187	1.046	276	1.072
	191	**1.195**	**279**	**1.149**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	181	5.790	281	4.700
	181	**5.790**	**281**	**4.700**
Contratti su merci				
Over The Counter	41	477	39	588
	41	**477**	**39**	**588**
	413	**7.462**	**599**	**6.437**

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 599 milioni di euro (413 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 590 milioni di euro strumenti finanziari 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 9 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 37 milioni di euro (importo non significativo al 31 dicembre 2010), essenzialmente su commodity, è riferito alla Divisione Gas & Power. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 18 - Altre attività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 - Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di 201 milioni di euro fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (177 milioni di euro).

Le altre passività di 1.576 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 (855 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (197 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 contratto di trasporto (347 milioni di euro); (iii) Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (60 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 (53 milioni di euro); (v) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (41 milioni di euro); (vi) Gaz de France Suez SA (9 milioni di euro) per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni; (vii) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di 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 (4 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti non è significativo.

20 Patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.756)	(6.753)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.756	6.753
Altre riserve di capitale:	10.391	10.393
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	*401*	*403*
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	24	37
Altre riserve di utili disponibili:	14.977	17.532
Riserva disponibile	*13.824*	*16.379*
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	(1.811)	(1.884)
Utile netto dell'esercizio	6.179	4.213
	34.724	**35.255**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2011, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 157.552.137, pari al 3,93%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 1.056.179.478 azioni, pari al 26,37%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.654.833 azioni, pari al 9,55%, di proprietà di Eni; (iv) n. 91.529.423 pari al 2,29%, possedute dal Gruppo BNP Paribas; (v) n. 2.317.443.005 azioni, pari al 57,86%, di proprietà di altri azionisti[7].

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 ed 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 di 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.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.753 milioni di euro (6.756 milioni di euro al 31 dicembre 2010), e sono rappresentate da n. 382.654.833 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 382.863.733 azioni al 31 dicembre 2010). Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie.
Le azioni proprie per 240 milioni di euro (328 milioni di euro al 31 dicembre 2010), rappresentate da n. 11.873.205 azioni ordinarie (n. 15.737.120 azioni ordinarie al 31 dicembre 2010), acquistate al costo medio di 20,195 euro, pari allo 0,30% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2002-2004, 2005 e 2006-2008[8].

(7) Azionisti con quote di possesso superiori al 2%, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione; Blackrock Investment Inc., inoltre, in quanto società di gestione indiretta del risparmio, dispone di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,68% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA.
(8) Il periodo di esercizio previsto per le assegnazioni 2002 e 2003 è giunto a scadenza rispettivamente nel corso del 2010 e del 2011.

Il decremento di n. 3.863.915 azioni proprie al servizio dei piani di stock option si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2010	**15.737.120**
- diritti esercitati	(208.900)
- diritti decaduti	(3.655.015)
Numero azioni al 31 dicembre 2011	**11.873.205**

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota "Costo lavoro - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 6.753 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 2011 (stesso importo al 31 dicembre 2010). 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 218 milioni di euro.
Il decremento di 3 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" (2 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (1 milione di euro) e alla "Riserva conferimenti Legge n. 41/1986" (0,05 milioni di euro) a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2011 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.393 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: 403 milioni di euro con un incremento di 2 milioni di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2011 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option 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;
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: 63 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato 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.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di 37 milioni di euro riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Divisione Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2010	**36**	**(12)**	**24**
Variazione dell'esercizio 2011	23	(10)	**13**
Riserva al 31 dicembre 2011	**59**	**(22)**	**37**

La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di 17.532 milioni di euro riguardano:

- riserva disponibile: 16.379 milioni di euro con un incremento di 2.555 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2010 di 2.557 milioni di euro; (ii) all'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 (1,5 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OPI 7, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (0,3 milioni di euro); (iii) agli effetti economici di conferimenti di rami d'azienda avvenuti con società controllate rilevati a patrimonio netto di business combination under common control (2 milioni di euro); (iv) alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni (1 milione di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (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 (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin (143 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment (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 1.884 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione deliberato l'8 settembre 2011 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 22 settembre 2011.

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 sarebbero dovute imposte per circa 2,7 miliardi di euro. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e 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 24,75 miliardi di euro.

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 65.635 milioni di euro (63.641 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

	31.12.2010			31.12.2011		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	17.759	37.494	55.253	18.744	38.418	57.162
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.185	889	7.074	6.208	926	7.134
Proprio		1.069	1.069		1.085	1.085
Altri		245	245		254	254
Totale	**23.944**	**39.697**	**63.641**	**24.952**	**40.683**	**65.635**

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di 18.744 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 18.632 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 2011 ammonta a 9.791 milioni di euro;
- per 112 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Polimeri Europa France SAS e dalla Syndial SpA.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 6.208 milioni di euro sono relative essenzialmente:
- per 6.074 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana 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 2011 ammonta a 85 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 134 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 27 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di 38.418 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 15.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2011 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) ammonta a 1.571 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex 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 2011 l'impegno effettivo è di 2.036 milioni di euro;
- per 2.319 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 2011 l'impegno effettivo è di 1.264 milioni di euro;
- per 1.546 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex 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 2011 l'impegno effettivo è di 77 milioni di euro;
- per 7.202 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 & Costruzioni (5.251 milioni di euro), Refining & Marketing (1.068 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (427 milioni di euro), Gas & Power (370 milioni di euro) e Petrolchimica (86 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è di 7.090 milioni di euro;
- per 3.676 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 2011 è pari al valore nominale;
- per 1.152 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per 1.082 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 2011 è pari al valore nominale;
- per 1.394 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 2011 ammonta a 1.373 milioni di euro;
- per 319 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 308 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 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 50 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 2011 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska AS nell'interesse dell'Eni Ceská Republika Sro (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 29 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 2011 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 926 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 669 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 2011 ammonta a 207 milioni di euro;
- per 106 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 & Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- le lettere di patronage di 78 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 2011 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di 58 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 58 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 1.085 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- le manleve a favore di banche (868 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 al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- 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 all'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[9]. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 254 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 232 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 2011 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Impegni		
Altri	349	342
	349	**342**
Rischi	**101**	**95**
	450	**437**

Gli altri impegni di 342 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 da 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 2011 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 142 milioni di euro (75 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e 12 milioni di euro come impegno economico).

(9) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA 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; al 31 dicembre 2011 è stato accantonato un importo di 15 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 31.12.2008. 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.

I rischi di 95 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;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato ad RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto atto integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- 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 il primo trimestre 2012) 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 45 milioni di dollari USA. 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. L'importo in euro utilizzando il cambio EUR/USD al 31 dicembre 2011, pari a 1,2939, è pari a 34.779 migliaia di euro;
- 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 del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA);
- 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 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;
- Eni ha sottoscritto il 26 luglio 2011 un contratto per l'acquisizione del 100% di Nuon Belgium NV (che detiene il 100% di Nuon Wind Belgium NV) e il 100% di Nuon Power Generation Wallon NV. Il contratto è sottoposto ad alcune condizioni sospensive, quali ad esempio l'incondizionata autorizzazione o incondizionata non proibizione dell'operazione da parte dell'Autorità antitrust. Essendosi avverate tutte le condizioni sospensive previste dal contratto, il 10 gennaio 2012 è avvenuto il closing dell'operazione con contestuale pagamento del prezzo pattuito e passaggio di proprietà delle azioni;
- 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;
- 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 d'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[10]; 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. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading, sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati effettuati interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida". Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "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 trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre la negoziazione dei relativi strumenti finanziari derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping (attività di execution 13). Gli strumenti finanziari derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo, di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione; non sono consentite operazioni in strumenti finanziari derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging): le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosidetto hedging anticipato);
b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning); tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
c) arbitraggio: tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
d) trading proprietario: tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore, o

(10) In data 30 novembre 2011, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, a Fluxsys Europe BV per un corrispettivo di 31.968.563 euro.

di valorizzare sui mercati, le opzionalità di asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione fisica offerta dall'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di dynamic forward trading.

In aggiunta gli strumenti finanziari derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset-based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale o di tipo non-asset-based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.
Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini 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 di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione commerciale e di Asset Backed Trading all'esposizione originante da operatività di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole attività di business esposte. Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.
Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche 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 individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati 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 transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; 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, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti finanziari derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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 strumenti finanziari 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 finanziari derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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 finanziari derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti finanziari derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti 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 finanziari derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. 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 2010); per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity sono riportati i valori di VaR registrati dalle Divisioni di Eni (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2010				2011			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	1,40	0,51	0,83	0,85	4,64	0,61	2,02	1,54
Tasso di cambio	0,47	0,01	0,06	0,10	0,59	0,02	0,19	0,07

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2010				2011			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti [a]	12,65	2,93	7,96	9,74	14,96	2,78	7,60	5,00
Area Gas & Power [b]	118,43	17,98	55,80	57,54	99,94	17,40	54,19	66,26

(a) L'area oil, prodotti consiste nella Divisione Refining & Marketing di Eni SpA.
(b) L'area Gas & Power consiste nella Divisione Gas & Power di Eni SpA.

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 e alle funzioni specialistiche Corporate ed Eni Adfin dedicate, 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. A livello Corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in strumenti finanziari derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, 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 per l'attività in strumenti finanziari derivati su commodity nonché dalle Società e Divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello accentrato. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa 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 finanziari derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2011 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 ri-

schio la continuità 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, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. In febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo 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.
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, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
31.12.2010							
Passività finanziarie a lungo termine	271	3.456	2.433	1.871	2.349	8.289	**18.669**
Passività finanziarie a breve termine	5.829						**5.829**
Passività per strumenti derivati	727	78	28	21	94	192	**1.140**
	6.827	**3.534**	**2.461**	**1.892**	**2.443**	**8.481**	**25.638**
Interessi su debiti finanziari	612	620	571	482	384	1.316	**3.985**
Garanzie finanziarie	338	11	4				**353**

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.681	2.830	4.930	2.428	2.786	8.118	**22.773**
Passività finanziarie a breve termine	5.874						**5.874**
Passività per strumenti derivati	1.058	103	33	136	68	296	**1.694**
	8.613	**2.933**	**4.963**	**2.564**	**2.854**	**8.414**	**30.341**
Interessi su debiti finanziari	742	677	585	480	418	1.118	**4.020**
Garanzie finanziarie	323		4				**327**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2011	2012-2015	Oltre	Totale
31.12.2010				
Debiti commerciali	5.079	11	2	5.092
Altri debiti	1.019		23	1.042
	6.098	**11**	**25**	**6.134**

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2012	2013-2016	Oltre	Totale
31.12.2011				
Debiti commerciali	7.596	8	3	7.607
Altri debiti	1.789			1.789
	9.385	**8**	**3**	**9.396**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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.

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [a]	**114**	**88**	**55**	**33**	**29**	**28**	**347**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]	**2**	**2**	**7**	**4**	**11**	**3.312**	**3.338**
Costi relativi a fondi ambientali [c]	**108**	**82**	**65**	**78**	**23**	**289**	**645**
Impegni di acquisto:	**15.289**	**14.957**	**15.240**	**14.839**	**12.791**	**144.492**	**217.608**
- Gas [d]							
Take-or-pay	14.102	13.782	14.141	13.768	11.759	140.137	207.689
Ship-or-pay	1.187	1.175	1.099	1.071	1.032	4.336	9.900
- Altri impegni di acquisto						19	19
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	**4**	**4**	**4**	**3**	**3**	**124**	**142**
Totale	**15.517**	**15.133**	**15.371**	**14.957**	**12.857**	**148.245**	**222.080**

(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) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente perché le date di esborso non sono attendibilmente stimabili.
(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa 3,6 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)	2012	2013	2014	2015	2016 e oltre	Totale
Impegni per major projects	569	349	244	104	149	**1.415**
impegni per altri investimenti	1.029	683	275	188	41	**2.216**
	1.598	**1.032**	**519**	**292**	**190**	**3.631**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2010			2011		
		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 finanziari derivati non di copertura e di trading	(97)	67		359	332	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH	(8)	9	36	30	(9)	23
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	8.916	(73)		11.435	(79)	
- Crediti finanziari	16.860	3.306		18.819	3.512	
- Debiti commerciali e altri debiti	(6.580)	(103)		(9.844)	(108)	
- Debiti finanziari	(24.725)	(3.415)		(28.914)	(3.884)	

Valore 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 2011 di Eni SpA sono classificati nel Livello 2, gli strumenti finanziari derivati compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti", nelle "Altre passività non correnti", cui si rinvia. Nel corso dell'esercizio 2011 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

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 del Comitato Nazionale Emission 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 22,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Nell'esercizio 2011, a fronte di 4,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,4 milioni di permessi di emissione. Considerando anche il surplus del 2010, pari a 0,014 milioni, si registra un deficit di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,34 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit è stato colmato nel mercato interno Eni, mediante l'acquisto, da parte della Divisione Refining & Marketing, di circa 0,45 milioni di permessi.

Il costo sostenuto per l'acquisto dei permessi "eccedenti" il fabbisogno complessivo Eni (0,11 milioni) è stato capitalizzato e rilevato nella voce "Altre attività immateriali".

25 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 Eni SpA" della "Relazione sulla gestione".
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	35.260	45.512
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(5)	(11)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(4)	(9)
	35.251	**45.492**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Prodotti Petroliferi	17.160	20.534
Gas naturale e GPL	13.415	17.924
Energia elettrica e utility	3.129	3.677
Greggi	37	1.779
Vettoriamento gas su tratte estere	224	221
Gestione sviluppo sistemi informatici	104	100
Gestione energia	31	17
Altre vendite e prestazioni	1.160	1.260
	35.260	**45.512**

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (20.534 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (6.812 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'Estero (3.199 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (2.652 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (2.464 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (1.018 milioni di euro).
I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (17.924 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 9.885 milioni di euro (29,85 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 6.776 milioni di euro (24,52 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (688 milioni di euro).
I ricavi da energia elettrica e utility (3.677 milioni di euro) riguardano le vendite di energia elettrica e utility a terzi (3.030 milioni di euro) e a società controllate (647 milioni di euro), in particolare in Italia.
I ricavi da vendita greggi (1.779 milioni di euro) sono relativi alla nuova modalità di approvvigionamento greggi di Eni Deutschland GmbH, in precedenza approvvigionata da Eni Trading & Shipping SpA, ora gestita dalla Divisione Refining & Marketing.
I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (221 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 (100 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 (17 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.
Le altre vendite e prestazioni (1.260 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (622 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, (149 milioni di euro), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (71 milioni di euro) e dagli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (100 milioni di euro), la vendita di fuel gas a società di trasporto (55 milioni di euro); le prestazioni di trasporto per oleodotto (29 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstallie (15 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (22 milioni di euro) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (13 milioni di euro).
I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2010	2011
Accise	(8.981)	(8.868)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.169)	(1.834)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.270)	(1.643)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(134)	(201)
Ricavi operativi relativi a permute di greggi	(18)	(50)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(67)	(39)
	(12.639)	**(12.635)**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 37 - 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)	2010	2011
Locazioni, affitti e noleggi	61	78
Proventi per attività in joint venture	45	63
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	18	13
Altri proventi	149	124
	273	**278**

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 78 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 63 milioni di euro riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne.

31 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 si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	26.019	35.626
Costi per servizi	7.169	7.806
Costi per godimento di beni di terzi	426	525
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(16)	177
Variazioni rimanenze	(964)	(662)
Altri oneri	316	374
	32.950	**43.846**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(milioni di euro)	2010	2011
Materie prime, sussidiarie	11.524	15.394
Gas naturale	10.500	15.158
Prodotti	2.528	3.187
Semilavorati	1.325	1.714
Materiali e materie di consumo	366	477
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(211)	(281)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(13)	(23)
	26.019	**35.626**

I costi per servizi riguardano:

(milioni di euro)	2010	2011
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.504	2.674
Compensi di lavorazione	855	897
Progettazione e direzione lavori	568	774
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	557	630
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	393	600
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	501	557
Trasporti e movimentazioni	321	369
Costi di vendita diversi	370	333
Consulenze e prestazioni professionali	398	332
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	288	311
Manutenzioni	350	309
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	151	202
Servizi di modulazione e stoccaggio	105	130
Postali, telefoniche e ponti radio	128	126
Viaggi, missioni e altri	107	101
Altri	727	818
	8.323	**9.163**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(1.003)	(1.187)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(151)	(170)
	7.169	**7.806**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a 132 milioni di euro.
I costi per godimento beni di terzi di 525 milioni di euro comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 131 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 218 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2010). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a 122 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	304	89	74	52	32	29	28
Altri	43	25	14	3	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	**347**	**114**	**88**	**55**	**33**	**29**	**28**

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 177 milioni di euro sono aumentati di 193 milioni di euro essenzialmente per effetto della circostanza che nell'esercizio 2010 è stato rilevato l'utilizzo per esuberanza di 270 milioni di euro relativo alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria e dei maggiori oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 27 "Fondi per rischi e oneri" cui si rinvia.
Gli altri oneri di 374 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (99 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore Servizi Energetici 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 (84 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (121 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Salari e stipendi	728	734
Oneri sociali	213	220
Oneri per benefici ai dipendenti	83	83
Costi personale in comando	58	45
Altri costi	279	120
	1.361	**1.202**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(85)	(92)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(54)	(50)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.218	**1.056**

Il costo lavoro di 1.056 milioni di euro è diminuito di 162 milioni di euro, a seguito essenzialmente dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva. Il costo lavoro 2011 comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla recente Legge 214/2011 del dicembre 2011.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2010	2011
Dirigenti	603	586
Quadri	4.001	3.889
Impiegati	6.041	5.768
Operai	1.259	1.166
	11.904	**11.409**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di incentivazione dei Dirigenti con azioni Eni

Dal 2009 Eni non ha più deliberato piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

I precedenti Piani di stock option, tuttora in essere, prevedevano l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai Dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o 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 di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

In particolare, per i Piani 2002-2004[11] e 2005 le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di cinque anni (exercise period), mentre per il Piano 2006-2008 la durata del vesting period e dell'exercise period è rispettivamente di tre anni.

Il Piano 2006-2008 prevede inoltre che il numero di opzioni esercitabili al termine del vesting period sia determinato, 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[12].

Seguono le informazioni sull'attività residua dei Piani relativi agli esercizi passati.

(11) Le assegnazioni 2002 e 2003 del Piano sono giunte a scadenza rispettivamente il 31 luglio 2010 e il 31 luglio 2011.

(12) Per maggiori dettagli sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai documenti informativi pubblicati sul sito internet di Eni (www.eni.com).

Al 31 dicembre 2011 sono in essere n. 11.873.205 opzioni per l'acquisto di n. 11.873.205 azioni ordinarie di Eni del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2011	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2011 (euro)
Assegnazione 2004	628.100	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.201.950	23,121
Assegnazione 2007	1.876.980	27,451
Assegnazione 2008	3.884.675	22,540
	11.873.205	

Al 31 dicembre 2011 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il Piano 2004, di 1 anno e 7 mesi per il Piano 2005, di 7 mesi per il Piano 2006, di 1 anno e 7 mesi per il Piano 2007 e di 2 anni e 7 mesi per il Piano 2008.
L'evoluzione dei Piani di stock option nel 2011 è costituita dal carry-over dei Piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2009			2010			2011		
	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	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**	**15.737.120**	**23,005**	**16,398**
Nuovi diritti assegnati									
Diritti esercitati nel periodo	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623
Diritti decaduti nel periodo	(4.073.095)	23,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474
Diritti esistenti al 31 dicembre	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**	**15.737.120**	**23,005**	**16,398**	**11.873.205**	**23,101**	**15,941**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**7.298.155**	**21,843**	**17,811**	**8.896.125**	**23,362**	**16,398**	**11.863.335**	**23,101**	**15,941**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrispondente 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.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era 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:

		2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei Piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 2 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2010).

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 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a 32 milioni di euro per il 2010 e a 34 milioni di euro per il 2011 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Salari e stipendi	19	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		2
Stock option	2	
	32	**34**

Compensi spettanti agli Amministratori e Sindaci

I compensi spettanti agli Amministratori ammontano a 8,4 milioni di euro e i compensi spettanti ai Sindaci ammontano a 474 mila euro (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi 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.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(2)	124
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	(9)
	4	**115**

Gli altri proventi (oneri) operativi di 115 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (77 milioni di euro) e includono i regolamenti degli strumenti finanziari derivati della Divisione Exploration & Production (onere netto di 91 milioni di euro) e in parte sono quelli attivati per la gestione attiva del margine come previsto dal nuovo modello di business del Mercato della Divisione Gas & Power[13] (47 milioni di euro); ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power (onere netto di 9 milioni di euro).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2010	2011
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	690	661
- Attività immateriali	137	142
	827	**803**
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	72	476
- Attività immateriali	24	(2)
	96	**474**
	923	**1.277**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 1.277 milioni di euro sono aumentati di 354 milioni di euro a seguito essenzialmente delle maggiori svalutazioni di 378 milioni di euro rispetto a quelle dell'esercizio 2010 relative in particolare agli impianti di raffinazione, ad alcuni asset legati al business extrarete e ai nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi. Tali effetti sono stati in parte compensati dai minori ammortamenti di abbandono indotti dalle variazioni delle stime, parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti dei costi di ricerca esplorativa.

(13) Per maggiori informazioni, si rinvia alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

34 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.548	3.783
Oneri finanziari	(3.739)	(4.247)
	(191)	**(464)**
Strumenti finanziari derivati	69	208
	(122)	**(256)**

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(453)	(533)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(185)	(275)
Interessi attivi su depositi e c/c	2	2
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	41	78
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(12)	(12)
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(1)	(11)
	(608)	**(751)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.090	3.210
Differenze attive da valutazione	63	57
Differenze passive realizzate	(2.974)	(3.251)
Differenze passive da valutazione	(45)	(104)
	134	**(88)**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(53)	(51)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	248	349
Commissioni per servizi finanziari	54	51
Altri proventi	50	36
Altri oneri	(48)	(40)
	251	**345**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	32	30
	(191)	**(464)**

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

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Strumenti finanziari derivati su valute	33	102
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	36	106
	69	**208**

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di 208 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.

35 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Dividendi	7.783	5.688
Altri proventi	177	44
Totale proventi	**7.960**	**5.732**
Svalutazioni e perdite	(2.017)	(943)
	5.943	**4.789**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Dividendi		
Eni International BV	6.566	4.335
Snam Rete Gas SpA	432	450
Società Ionica Gas SpA		222
Unión Fenosa Gas SA	126	148
Saipem SpA	104	119
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	38	82
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	57	81
EniPower SpA	85	67
Eni Finance International SA	51	53
Galp Energia SGPS SA	55	39
Ecofuel SpA	53	30
LNG Shipping SpA	35	22
Eni Hellas SpA	8	11
Tecnomare SpA	10	10
Eni Gas & Power Belgium SA	117	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	27	
Altre	19	19
	7.783	**5.688**
Altri proventi		
Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA	145	
Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA	29	
Vendita azioni Eni Gas Transport Deutschland SpA		26
Vendita azioni Promgas SpA a Gazprom Schweiz AG		17
Altre	3	1
	177	**44**
Totale proventi	**7.960**	**5.732**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Svalutazioni		
Syndial SpA	438	325
Polimeri Europa SpA		305
Eni Angola SpA	181	121
Eni East Africa SpA	11	105
Ieoc SpA	60	24
Eni Timor Leste SpA	12	20
Distribuidora de Gas del Centro SA		15
Inversora de Gas Cuyana SA		7
Eni Administration & Financial Service SpA	16	4
Eni Gas & Power Belgium SA	231	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	173	
Altre minori	19	4
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Syndial SpA	805	
Oneri per cessione Italgas SpA	47	11
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	24	2
Totale oneri	**2.017**	**943**

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Imposte correnti		
- IRES	(70)	(84)
- IRAP	(54)	(49)
Addizionale Legge n. 7/09	(240)	(170)
	(364)	**(303)**
Imposta sostitutiva Legge 133/08	1	
Imposte differite	22	19
Imposte anticipate	262	258
	284	**277**
	(79)	**(26)**

Alla data del 31 dicembre 2011 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2006 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA, ad eccezione degli effetti della liquidazione dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la società Snamprogetti SpA, già inclusa nel consolidato fiscale.

In base all'art. 1, Decreto Legge n. 201/2011, è ammesso in deduzione un importo corrispondente al rendimento nozionale del nuovo capitale proprio. Il rendimento nozionale del nuovo capitale proprio è valutato mediante applicazione dell'aliquota, fissata al 3 per cento per il primo triennio di applicazione, alla variazione in aumento del capitale proprio rispetto a quello esistente alla chiusura dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2010. Nella determinazione delle imposte l'incremento di patrimonio netto (2.557 milioni di euro) sul quale è stata calcolata la deduzione (76 milioni di euro) ha determinato un risparmio in termini di minor IRES di 29 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è dello 0,60% (1,26% nell'esercizio 2010). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2010			2011		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	6.256	34,00%	2.127	4.239	38,00%	1.611
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	1.658	3,90%	65	763	3,90%	30
Aliquota teorica		**35,03%**			**38,70%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-40,18%			-48,18%	
- perdite fiscali società consolidate		-6,59%			-2,83%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		10,59%			8,51%	
- riliquidazione imposta sostitutiva Legge 133/2008		0,03%			0,15%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		4,00%			4,00%	
- altre variazioni		-1,62%			0,25%	
Aliquote effettiva		**1,26%**			**0,60%**	

I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" della "Relazione sulla gestione del bilancio consolidato". La partecipazione al consolidato fiscale nazionale ha consentito la deducibilità ai fini IRES degli interessi passivi indeducibili per 151 milioni di euro altrimenti non deducibili secondo le disposizioni dell'art. 96 del TUIR.

37 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 2010						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	2.712	16.782	18.194	853		38.541
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.134)	(282)	(200)	(674)		(3.290)
Risultato operativo	818	222	(35)	(544)	(24)	437
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	11	(275)	102	146		(16)
Ammortamenti e svalutazioni	582	6	289	46		923
Attività direttamente attribuibili [b]	3.414	8.618	9.412	535	(206)	21.773
Passività direttamente attribuibili [c]	2.003	5.713	2.989	2.245		12.950
Investimenti in attività materiali e immateriali	601	33	533	53		1.220
Esercizio 2011						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.490	21.996	23.364	939		49.789
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.864)	(767)	(223)	(443)		(4.297)
Risultato operativo	1.579	(1.000)	(355)	(465)	(53)	(294)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(9)	45	126		177
Ammortamenti e svalutazioni	520	7	706	44		1.277
Attività direttamente attribuibili [b]	3.771	12.018	10.946	9.094	(259)	35.570
Passività direttamente attribuibili [c]	2.191	7.996	3.524	1.406		15.117
Investimenti in attività materiali e immateriali	623	40	747	67		1.477

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infradivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infradivisionali sono conseguiti applicando le 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	Altre Aree	Totale
Esercizio 2010							
Attività direttamente attribuibili [a]	19.247	768	1.250	25	56	427	21.773
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.220						1.220
Esercizio 2011							
Attività direttamente attribuibili [a]	31.218	1.743	2.074	51	153	331	35.570
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.477						1.477

(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)	2010	2011
Italia	29.075	31.429
Altri Paesi dell'Unione Europea	4.710	11.226
Resto dell'Europa	655	1.446
Asia	371	714
Americhe	183	357
Africa	233	299
Altre aree	24	21
	35.251	**45.492**

38 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 prosieguo;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;

c) 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 è di importo non significativo; (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.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi SpA e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni SpA fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi SpA è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine di assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

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 controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2010

(milioni di euro)

	31.12.2010					2010						
						Costi [a]			Ricavi [b]			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 Caspian Sea BV	3				11.087					16		
Agip Ceska Republika Sro					64							
Agip Karachaganak BV	6				2.592					16	2	
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	31									39	5	
Agip Oil Ecuador BV	1				104					1		
Agip Slovenija doo - Euro	4				4				76			
Altergaz SA	99											
Comp. Napoletana Illum. e Scald. col Gas SpA	2	22			2		85		1			
Distrigas NV	66	11	12	13	13	90	(6)		180	1		2
Ecofuel Spa	7	26			6	247				1	1	
Eni Administration & Financial Service SpA	22	23			1		138	18		32	5	
Eni AEP Ltd					69							
Eni Angola Exploration BV	2				70					4	1	
Eni Algeria Exploration BV					52					3	3	
Eni Austria GmbH	20								203	1		
Eni Congo SA	29	2					1	1		67		
Eni Coordination Center SA	2		195	219						1		
Eni Croatia BV	1	6				110				2	1	
Eni Deutschland GmbH		8				89				1		
Eni France Sarl	4	5			50	54			12	2		
Eni Fuel Centrosud SpA	52								183			
Eni Fuel Nord SpA	101	1			5				648			
Eni Gas & Power GmbH	45	1					12		290	10		
Eni Gas Transport Services SA	4	75				1	54			12		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	8	(18)					58					
Eni Insurance Ltd	6	4			389		25				8	
Eni India Ltd	6				98					4		
Eni Iraq BV	5									51	1	
Eni Lasmo Plc					483							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	19	53			7	375	1		77	15	1	
Eni Middle East BV					387		1					
Eni Norge AS	6	9		3	278	99	9	2		14	1	
Eni North Africa BV	1	61			55	936					4	
Eni Petroleum Co Inc	9	9			4.451		5			16	2	
Eni Rete oil&nonoil SpA	17	23					9		602	1	7	
Eni Suisse SA	15	2				22	1		121	2		
Eni Timor Leste SpA	1				81					2		
Eni Trading & Shipping SpA	201	642	194	132	625	12.194	144	4	1.802	10	1	26
Eni USA Gas Marketing Llc	1				1.374							
EniPower Mantova SpA	23	61			5	15	98	1	62			
EniPower SpA	97	249	12		33	132	473	13	374	58	9	
EniServizi SpA	29	31			10	1	135	16	18	15	3	
Er Sai Caspian Contractor Llc					130							
First Calgary Petroleums LP					1.134							
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd	39	29			61		10	1		28		

(milioni di euro)

	31.12.2010					2010						
						Costi [a]			Ricavi [b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Petromar Lda					58							
Polimeri Europa France Sas					93			1				
Polimeri Europa SpA	195	6	4		611	7	7	18	872	86	6	
Raffineria di Gela SpA	69	187			139	16	588	2	266	8	4	
Saipem Energy Services SpA	3	40		5	11		81		1		5	
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo Sociedade Unipessoal, Lda	1		16	19	368				4			
Saipem Contracting Algerie SpA					260							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					217							
Saipem SA		10	13	35	780		8					
Saipem SpA	13	129	66	76	3.528		190	5	8	13		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					125							
Snam Rete Gas SpA	258	178	78	9	22		815		81	11	1	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	11	14			8	82		1	1	9	1	
Società EniPower Ferrara Srl	17	33			72	189			161		7	
Società Ionica Gas SpA	23	38				204			1	4	1	
Società Italiana per il Gas pA	30	185	5		42		735	4	7	1	1	
Stoccaggi Gas Italia SpA	27	(42)	4	2	7	1	99		31	16		
Syndial SpA - Attività diversificate	16	62			840		18	9	26	18	4	
Tecnomare SpA	3	43			10		58			2	1	
TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	1		3	1	220				66		2	
Toscana Energia Clienti SpA	77				5				249	1	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	25	561					430			59		
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	203	124	24	15	458	74	159	92	86	283	42	(10)
	1.956	**2.903**	**626**	**529**	**31.594**	**14.938**	**4.441**	**188**	**6.509**	**936**	**131**	**18**
Imprese collegate e a controllo congiunto												
ACAM Clienti SpA	14	2				1	5		56			
Altergaz SA									262			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		62					78					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.054							
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	2								62			
Raffineria di Milazzo ScpA	19	20			18		266		156	6	1	
Saipon Snc					53							
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69				32	149		1	37		
Unión Fenosa Gas SA	11				58				60		1	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	55	30			9	18	137		13	20	11	
	109	**183**			**6.192**	**51**	**635**		**610**	**63**	**13**	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	8	27				20	313		123	108		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	94	100				466		80	462	16		3
Terna SpA	19	32				21	71	30		26		38
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	62	40				1	64	4	66	11	22	
	183	**199**				**508**	**448**	**114**	**651**	**161**	**22**	**41**
	2.248	**3.285**	**626**	**529**	**37.786**	**15.497**	**5.524**	**302**	**7.770**	**1.160**	**166**	**59**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

Esercizio 2011

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2011					2011						
						Costi [a]			Ricavi [b]			Derivati
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	9				11.754					21		
Agip Karachaganak BV	7				2.675					16	2	
Agip Oil Ecuador BV					104							
Altergaz SA	85	1										
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	15			2		80		1	1		
Distrigas NV	1.412	1.220	104	20	13	2.403	34	17	2.318	29		81
Ecofuel SpA	4	22			8	263					3	
Eni Administration & Financial Service SpA	30	27			1		127	16		33	4	
Eni AEP Ltd					71							
Eni Angola Exploration BV	3				72					6		
Eni Angola SpA		53			67					46		
Eni Austria GmbH	12								169			
Eni Ceska Republica Sro	4	6		2	50	34			2			
Eni Congo SA	28	3					2			77		
Eni Croatia BV	1	9				83				2		
Eni Deutschland GmbH	175	10		1		125			1.759	3		
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1	1	167	338			1			2		
Eni France Sarl	3	9			51	87			14	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	98								514			
Eni Fuel Nord SpA	119				8				667			
Eni Gas & Power GmbH	65						10		453	13		
Eni Gas Transport Services SA						8	68			7	1	
Eni India Ltd	4				113					3		
Eni Insurance Ltd	1				321		19					
Eni Lasmo Ltd					499							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	48			7	472			120	23	1	
Eni Middle East BV					400							
Eni Norge AS	9	11	5		280	105				15	1	
Eni North Africa BV	8	170			57	502				31	2	
Eni Petroleum Co Inc	15	11			4.596	1	5					
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	23				6	8		630	2	4	
Eni Slovenija Doo	12	3			5				112			
Eni Suisse SA	13	3				27	1		173	1		
Eni Timor Leste SpA					88					1		
Eni Trading & Shipping SpA	247	1.282	241	230	882	16.597	175	(4)	2.067	14	4	88
Eni UK Ltd	6	25					20			7	3	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.419							
Eni Zubair SpA	30									57	1	
EniPower Mantova SpA	26	44			5	18	99	1	123	11		
EniPower SpA	99	235	13		33	163	497	9	370	76	11	
EniServizi SpA	30	26			24	1	139	15	20	15	11	
Er Sai Caspian Contractor Llc					136							
First Calgary Petroleums LP					1.171							
Nigerian Agip Oil Co Ltd	43	41			63		12			38		
Polimeri Europa SpA	122	98		1	690	18	4	15	972	75	7	
Polimeri Europa France Sas				1	93			1				

(milioni di euro)

	31.12.2011					2011						
						Costi[a]			Ricavi[b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Raffineria di Gela SpA	69	121			128	13	576	1	289	9	5	
Saipem America Inc					51							
Saipem Australia Pty Ltd					120							
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			86	36	305				3			
Saipem Contracting Algerie SpA					196							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					304							
Saipem Energy Services SpA	1	92	14	2	10		5	1			1	
Saipem Ltd			5	16	82							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			21	5	75							
Saipem SA		8	33	8	684		5					
Saipem SpA	10	87	304	136	3.250		165	2	6	15		
Snam Rete Gas SpA	94	257	216	4	29	12	930	3	84	17	4	
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					83							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	15	22			8	127			1	10	1	
Società EniPower Ferrara Srl	35	36			60	108	52		159	22		
Società Ionica Gas SpA	18	48				244			1	16		
Società Italiana per il Gas SpA	43	175	8	1	46		674	14	7	1	1	
Stoccaggi Gas Italia SpA	6		39		7	1	89		145	3		
Syndial SpA	25	57			918		4	77	29	21	3	
Tecnomare SpA	2	43			11		65			1		
TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörüen Müködö Részvénytársaság				3	273						1	
Toscana Energia Clienti SpA	83				1				252	5	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	481		4			415			59		
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	223	173	25	18	504	91	208	90	365	277	54	
	3.400	**4.996**	**1.281**	**826**	**32.903**	**21.509**	**4.489**	**258**	**11.825**	**1.082**	**126**	**169**
Imprese collegate e a controllo congiunto												
ACAM Clienti SpA	14				2		6		60			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		60					43					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.074							
Petromar Lda					57							
Raffineria di Milazzo ScpA	23	31					322		229	8	1	
Trans Austria Gasleitung GmbH						33	160		3	53		
Unión Fenosa Gas SA					58				130		1	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	84	42			51	23	131		79	20	6	
	121	**133**			**6.242**	**56**	**662**		**501**	**81**	**8**	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	14	47				5	429		33	82	1	
Gruppo Gestore Servizi Energetici	153	158				615		53	607	10		
Terna SpA	5	26				14	110	23		20		32
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	63	29				1	35	1	71	12	1	
	235	**260**				**635**	**574**	**77**	**711**	**124**	**2**	**32**
	3.756	**5.389**	**1.281**	**826**	**39.145**	**22.200**	**5.725**	**335**	**13.037**	**1.287**	**136**	**201**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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, Eni Fuel Centrosud SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA,) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH, Eni 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, ACAM 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 Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA, Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, 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 GVS Netz GmbH, Unión Fenosa Gas SA, Altergaz SA, Eni Gas & Power GmbH, Distrigas NV, Tigaz Zrt 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 Eni Deutschland GmbH, da Eni France Sarl e da Eni Ceska Republika Sro 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, Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Iraq BV, Eni North Africa BV, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agip Caspian Sea BV, Eni Zubair SpA, Ieoc Production BV, Eni Venezuela BV, Eni Angola SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e Società Ionica Gas SpA) 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 Services SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH4 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 Società EniPower Ferrara Srl e 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 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 ed Eni Administration and Financial Service 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 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 e di certificati verdi con il Gruppo GSE - Gestore Servizi Energetici;
- 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 degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

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:

Esercizio 2010

(milioni di euro)

	31.12.2010			2010		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Eni Administration & Financial Service SpA	6	126				
Eni Coordination Center SA	1.546	380	20.496	11	11	61
Eni Finance USA Inc			2.245			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		53				
Eni Trading & Shipping SpA	74	1.113	657	4	4	
EniPower Mantova SpA	204					
EniPower SpA	388	80	8		5	
LNG Shipping SpA		296		3		
Polimeri Europa SpA	315	4	10		21	
Raffineria di Gela SpA	585				5	
Saipem Energy Services SpA	405	18				
Saipem SpA	749	3	64		47	
Serfactoring SpA	276	3				
Snam Rete Gas SpA	7.884	1			129	76
Società EniPower Ferrara Srl	237				4	
Società Ionica Gas SpA		119				
Società Italiana per il Gas Spa	1.235				28	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.215				30	
Syndial SpA - Attività diversificate		1.467	39	15		
Toscana Energia Clienti SpA	66	2				
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.328				31	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	311	476	140	4	38	(19)
	16.824	**4.141**	**23.659**	**37**	**353**	**118**
Imprese collegate e a controllo congiunto						
Blue Stream Pipeline Co BV			648		9	
Raffineria di Milazzo ScpA			103			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			131			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	38	1			2	
	38	**1**	**882**		**11**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)						
	16.862	**4.142**	**24.541**	**37**	**364**	**118**

Esercizio 2011

(milioni di euro)

	31.12.2011			2011		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Eni Administration & Financial Service SpA		161		1		
Eni Angola SpA	80	5			1	
Eni East Africa SpA		57				
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1.707	566	20.546	17	43	(85)
Eni Finance USA Inc			2.319		1	
Eni Oil do Brasil SA			29			
Eni Trading & Shipping SpA	428	1.343	1.142	2	6	(4)
Eni Trading & Shipping Inc	10		54			
Ecofuel SpA		55				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		64		1		
EniPower Mantova SpA	170				4	
EniPower SpA	327	90		1	7	7
LNG Shipping SpA		317		4		
Polimeri Europa SpA	755	20	10		24	(4)
Raffineria di Gela SpA	627	21			10	
Saipem Energy Services SpA	516	5			8	16
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Socied Unipessoal, Lda			2			51
Saipem SpA	898	21	45		55	181
Serfactoring SpA	238	16			4	
Snam Rete Gas SpA	8.358				189	204
Società Adriatica Idrocarburi SpA		95				
Società EniPower Ferrara Srl	221	7			6	
Società Italiana per il Gas SpA	1.270				34	7
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.549				39	42
Syndial SpA		2.366	39	32	2	
Toscana Energia Clienti SpA	74				1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.148	11			16	(1)
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	347	331	73	6	23	58
	18.723	**5.551**	**24.259**	**64**	**473**	**472**
Imprese collegate e a controllo congiunto						
Blue Stream Pipeline Co BV			669		6	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			135			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	64				3	
	124		**892**		**10**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)						
	18.847	**5.551**	**25.151**	**64**	**483**	**472**

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. 31 - "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)

	31.12.2010			31.12.2011		
Denominazione	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	15.001	8.264	55,09	19.862	12.056	60,70
Altre Attività correnti	706	444	62,89	1.396	889	63,68
Altre Attività finanziarie	10.795	10.747	99,56	10.412	10.364	99,54
Altre Attività non correnti	1.994	251	12,59	2.977	521	17,50
Passività finanziarie a breve termine	5.829	3.854	66,12	5.874	5.135	87,42
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	558	2	0,36	2.024	120	5,93
Debiti commerciali e altri debiti	6.580	2.617	39,77	9.844	4.902	49,80
Altre passività correnti	980	377	38,47	1.321	567	42,92
Passività finanziarie a lungo termine	18.338	287	1,57	21.016	297	1,41
Altre passività non correnti	2.334	821	35,18	2.413	745	30,87

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2010			2011		
Denominazione	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	35.251	8.930	25,33	45.492	14.324	31,49
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.950	21.090	64,01	43.846	28.030	63,93
Altri proventi (oneri) operativi	4	59	n.s.	115	202	n.s.
Proventi finanziari	3.548	364	10,26	3.783	483	12,77
Oneri finanziari	3.739	37	0,99	4.247	64	1,51
Strumenti finanziari derivati	69	118	n.s.	208	472	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2010	2011
Ricavi e proventi	9.663	15.620
Costi e oneri	(21.713)	(28.606)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(69)	(2.922)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	117	2.371
Dividendi ed interessi	7.851	6.052
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**(4.151)**	**(7.485)**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali	(180)	(195)
- partecipazioni e titoli	(2.987)	(1.589)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(237)	163
Flusso di cassa degli investimenti	(3.404)	(1.621)
Disinvestimenti:		
- partecipazioni e titoli	107	51
Flusso di cassa dei disinvestimenti	107	51
- Crediti finanziari	(1.455)	59
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.752)**	**(1.511)**
- Variazione debiti finanziari/Crediti finanziari non strumentali	1.827	(607)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**1.827**	**(607)**
Effetti derivanti da operazioni straordinarie		
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(7.076)**	**(9.603)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2010			2011		
Denominazione	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	5.853	(4.151)	n.s.	4.482	(7.485)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(5.703)	(4.752)	83	(2.742)	(1.511)	55
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(146)	1.827	n.s.	(1.813)	(607)	n.s.

39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri e proventi non ricorrenti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2011
Utilizzo per esuberanza fondo rischi per sanzione Authority	(270)	
Oneri su cessione Snamprogetti	24	
Accantonamenti per oneri su cessione Snamprogetti		
	(246)	

40 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione finanziaria annuale consolidata - Andamento operativo.

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 2011 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.212.687.003,27 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 4.212.687.003,27 euro, che residua in 2.328.880.900,91 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione l'8 settembre 2011, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,52 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 2011 di 0,52 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2011 ammonta perciò a 1,04 euro;
  - alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
  - mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,52 euro per azione a partire dal 24 maggio 2012, con stacco cedola il 21 maggio 2012.

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente
Giuseppe Recchi

15 marzo 2012

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 2011 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 a 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 di Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Il regolamento è stato successivamente più volte modificato, da ultimo in data 7 aprile 2010, ed è pubblicato nel sito www.eni.com.

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, riferisce che:

a) ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;

b) ha 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 rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le operazioni poste in essere dalla Società siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

c) non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate;

d) nella riunione del 18 novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha approvato con il parere favorevole, espresso all'unanimità, del Comitato per il controllo interno composto da soli membri indipendenti, la Management System Guideline (MSG) Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", in applicazione delle disposizioni Consob in materia. Nella riunione del 19 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la prima verifica annuale sulla procedura, come richiesto dalla procedura stessa, che anticipa il termine triennale previsto da Consob, e ha apportato alcune modifiche che tengono conto delle esigenze operative emerse nel primo anno di applicazione. Si segnala altresì che gli amministratori, i sindaci, il Magistrato della Corte dei Conti, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche di Eni SpA hanno fornito espresse dichiarazioni relativamente ad eventuali operazioni effettuate con 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, ai sensi della definizione di "parte correlata" di cui al Regolamento Consob in materia, non sono stati dichiarati casi di operazioni con parti correlate in relazione ad amministratori, sindaci, dirigenti con responsabilità strategiche e al Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società. 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 che, fatta eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra parti indipendenti per operazioni della stessa natura. In applicazione della normativa interna di riferimento, le operazioni con parti correlate più importanti sono state sottoposte all'esame del Consiglio di Amministrazione e rappresentate nella Relazione sulla gestione. Il Collegio ha seguito in particolare il procedimento seguito per la definizione della cessione della partecipazione nella Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) alla Cassa Depositi e Prestiti, vigilando sul rispetto di quanto previsto dalla citata Management System Guideline approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni il 18 novembre 2010 sulle operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate;

e) la Società di revisione ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/10 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2011, 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 di 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 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'art. 123-bis D.Lgs. 58/98, sono coerenti con il bilancio di esercizio"*;

f) la Società di revisione ha rilasciato in data odierna la Relazione ai sensi dell' art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/10;

g) la Società di revisione ha rilasciato in data 7 settembre 2011 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);

h) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 del c. civ.;

i) la clausola 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per 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 da Eni e dalle società controllate, dirette e indirette", sostituita dalla nuova Procedura n. 442 del 21 ottobre 2011, 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 il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2011 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 2011 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 176 fascicoli di segnalazioni (177 nel 2010), di cui n. 87 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno (85 nel 2010). Inoltre è stato riaperto, a seguito di nuove segnalazioni un fascicolo precedentemente chiuso in data 30 settembre 2010.

Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit, nel corso del 2011 sono stati chiusi n. 197 fascicoli (174 nel 2010), di cui n. 97 (99 nel 2010) afferenti il sistema di controllo interno e 100 (75 nel 2010) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 97 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit, è risultato che 15 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (23 nel 2010), 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 53 fascicoli (50 nel 2010) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 29 fascicoli (26 nel 2010), 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 2011, restavano aperti n. 98 fascicoli (118 al 31 dicembre 2010), di cui n. 52 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno (57 al 31 dicembre 2010).

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso da parte dell'Internal Audit, allo stato attuale non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea;

j) non è a conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

k) 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 da Eni SpA dalla Società di revisione, Reconta Ernst & Young e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla Reconta Ernst & Young non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 17, comma 3, D.Lgs. 39/10.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla Reconta Ernst & Young ai sensi dell' art. 17, comma 9, del D.Lgs. 39/10 e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18, comma 1, del D.Lgs. 39/10 e pubblicata sul proprio sito internet;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni e dalle società del Gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della Reconta Ernst & Young;

l) ha rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c. civ. ;

m) ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua 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 e delle altre comunicazioni trasmesse dagli stessi, non sono emersi aspetti da segnalare;

n) ha 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 previste dalla Circolare n. 271 del 2 luglio 2007 "Presidio eventi giudiziari", aggiornata con l'Allegato E della Management System Guideline del processo Legale, emessa il 5 ottobre 2011; in merito si segnala che gli eventi e le circostanze di maggior rilievo ricevute in tale ambito sono state oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla Direzione Affari Legali e risultano adeguatamente rappresentate nella relazione sulla gestione; (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, nonché della Relazione dalla medesima rilasciata ai sensi dell' art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/10; (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 sono

emerse situazioni che hanno richiesto interventi correttivi, modifiche ed integrazioni del sistema di controllo interno; tuttavia non sono state rilevate 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 2009 e proseguite nel corso degli esercizi 2010 e 2011 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) ha 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. Tale attività è illustrata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. 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 2011 senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

p) ha tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/10 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) ha 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 di Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006 in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, nella versione del 2006. Tuttavia, il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 15 dicembre 2011 ha recepito una delle raccomandazioni, relativa alle remunerazioni, contenute nella nuova versione del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del dicembre 2011. Il Collegio ha 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 ottobre 2007), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnala che – alla data del 31 dicembre 2011 – 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 significative.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2011, il Collegio si è riunito 19 volte (con una presenza media dell'89% dei suoi componenti), ha assistito alle 18 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media del 90% 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 tutte le 18 riunioni del Comitato per il controllo interno.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2011 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

4 aprile 2012

Ugo Marinelli

Roberto Ferranti

Paolo Fumagalli

Renato Righetti

Giorgio Silva

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 2011.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2011 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 2011:

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.

15 marzo 2012

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

ERNST & YOUNG

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D. Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2011. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. È 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 30 marzo 2011.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2011 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 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 S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle imprese presso la CC.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ERNST & YOUNG

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. È di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 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) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2011.

Roma, 4 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.

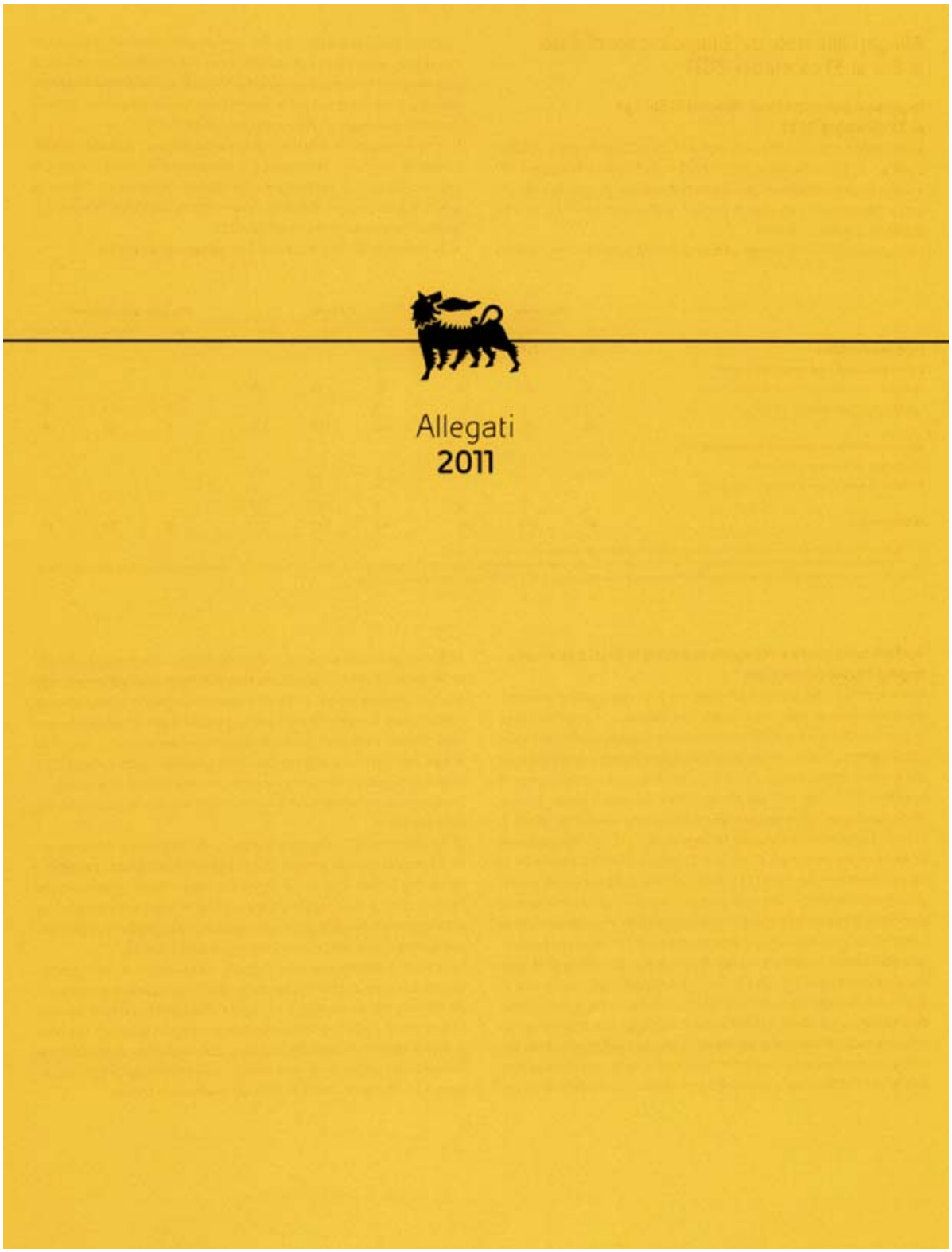
Riccardo Schioppo
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti tenutasi l'8 maggio 2012 ha assunto le seguenti deliberazioni:

- approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.212.687.003,27 euro;
- attribuzione dell'utile di esercizio di 4.212.687.003,27 euro, che residua in 2.328.880.900,91 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione l'8 settembre 2011, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,52 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 2011 di 0,52 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2011 ammonta perciò a 1,04 euro;
  - alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- pagamento del saldo dividendo 2011 a partire dal 24 maggio 2012, con stacco cedola il 21 maggio 2012.

PAGINA BIANCA


Allegati
2011

PAGINA BIANCA

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2011

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011

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 2011, 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 è 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 2011 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	**47**	**217**	**264**						
Partecipazioni di imprese consolidate [b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	15	44	59	37	83	120			
Valutate con il metodo del costo	5	8	13	3	27	30	9	29	38
	20	**52**	**72**	**40**	**110**	**150**	**9**	**29**	**38**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		1	1						
Possedute da imprese a controllo congiunto				4	23	27			
		1	**1**	**4**	**23**	**27**			
Totale imprese	**67**	**270**	**337**	**44**	**133**	**177**	**9**	**29**	**38**

(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. Queste imprese sono escluse dall'area di consolidamento per le motivazioni indicate alla nota n. 1 - Criteri di redazione del bilancio consolidato.

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 2011 Eni controlla 14 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 14 società, 9 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (8) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Una società sarà soggetta ad imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 4 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 14 società, 9 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolesi della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc. Eni controlla inoltre 24 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 2011 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

I numeri nelle parentesi quadre si riferiscono alle note in calce all'elenco delle società.

Al 31 dicembre 2011 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 10 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 4 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 1 sarà soggetta a 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 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	Cassa Depositi e Prestiti SpA Eni SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Altri Soci	26,37 9,55 3,93 60,15	100,00	C.I.

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione [*]
Agosta Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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		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	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (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 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'UE.

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	Abuja (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.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.955	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd (9)	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	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	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	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd Burren (Cyp) Hold. Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Resources Petroleum Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd (9)	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.

(*) 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.
(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 (*)
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 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 Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
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	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	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	2.210.728	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 SA	Brazzaville (Repubblica del Congo)	USD	17.000.000	Eni E&P 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 Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV (ex Eni Congo Holding BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	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.

(*) 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.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 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 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.
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 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 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 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.

(*) 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 North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	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	1.570.000.000	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 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		P.N.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Polska spólka z ograniczona odpowiedzialnoscia (ex Minsk Energy Resources Sp.Zo.o)	Varsavia (Polonia)	PLN	800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SPRL	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	CDF	10.000.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	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 Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	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	1.181.884,74	Eni International BV	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.

(*) 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 UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Uganda Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	1.000.000	Eni International BV Eni E&P Holding BV	99,90 0,10		P.N.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	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 Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	UAH	10.890.448,640	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	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	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.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	CAD	10	Eni Canada Hold. 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.

(*) 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 (*)
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	1.262.500	NADC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (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	Abuja (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 Soc. Ionica Gas 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 (*)
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci Terzi	99,69 0,31	55,36	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	300.000	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	55,53	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni 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 (#) (Snam SpA dal 1° gennaio 2012)	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.571.187.994	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci Terzi	52,53 (a) 5,39 42,08	55,53	C.I.
Snam Trasporto SpA (Snam Rete Gas SpA dal 1° gennaio 2012)	San Donato Milanese (MI)	EUR	620.000	Snam Rete Gas SpA	100,00		P.N.
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	55,53	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,53	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	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'UE.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 55,53
Soci Terzi 44,47

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.
Altergaz SA [#]	Levallois Perret (Francia)	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	98,09 1,91	98,09	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 LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	788.579,550	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	99,99 [..]	100,00	C.I.
Distrigas NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	65.439.722,140	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	99,99 [..]	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 España SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services SA [10]	Lugano (Svizzera)	CHF	100.000	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	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Distrigas NV Soci Terzi	63,33 36,67	63,33	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 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 Trans Tunis. Co Ltd Eni Gas & Power GmbH Eni G&P Belgium SA	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.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	50,44	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi	50,36 [a] 0,16 [..] 49,48	50,44	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.
[#] Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
[a] Quota di Controllo:

Eni SpA	50,44
Eni Adfin SpA	[..]
Soci Terzi	49,55

[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.
[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 (*)
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 Centrosud SpA	Roma	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	60.036.650	Eni SpA Distrigas NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
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

Agip Lubricantes SA [in liquidazione]	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni 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 [*]
Eni 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	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budapest (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	19.621.665,230	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Romania Srl	Bucharest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovenija doo (ex Agip Slovenija doo)	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.528,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	EUR	36.845.251	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni 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 [4] (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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 (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA [10]	Valais (Svizzera)	CHF	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		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 in Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli art. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito 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

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.
Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	EUR	124.000	Polimeri Europa SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo Scarl	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	5.597.400	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		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	8.092.160.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	USD	5.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
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)	Eschborn (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	395.175	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.

(*) 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.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 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.

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) 0,71 56,38	43,23	C.I.
In Italia							
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,23	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	Porto Marghera (VE)	EUR	291.000	Saipem En. Serv SpA	100,00	43,23	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,19	C.I.
All'estero							
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,23	C.I.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Repubblica del Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,23	C.I.
BOS Investment Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem SA	100,00	43,23	C.I.
BOS-UIE Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	19.998	BOS Invest. Ltd (L)	100,00	43,23	C.I.
Construction Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Canada Inc	100,00	43,23	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,62	C.I.
ERSAI Marine Llc	Almaty (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	43,23	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Medsai SAS (ex SAS Port de Tanger)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,23	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,23	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'UE.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,23; Soci Terzi 56,77
(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 (*)
Nigerian Services & Supply Co Ltd (in liquidazione)	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	43,23	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	485.469.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 [..]	43,23	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	43,23	C.I.
SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda [10]	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV 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 [..]	43,23	C.I.
Saimexicana SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	232.438.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 [..]	43,23	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	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 [15]	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Beijing (Cina)	USD	250.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 [..] [..]	43,23	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,35	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	345.081.299	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 [..]	43,23	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,23	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 [..]	43,23	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,23	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.
(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 (*)
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,23	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Ltd	New Malden (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Luxembourg SA [10]	Strassen (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,23	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd [8]	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,95 [a] 58,05	17,89	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl [10]	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,23	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Saipem Portugal Lda ERS BV	99,92 0,04 0,04	43,23	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,66	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem SpA	100,00	43,23	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	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	43,23	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,23	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,23	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd [8]	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,23	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kyiv (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,23	C.I.
SAIRUS Llc (ex Katran-K Llc)	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Irak)	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,94	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,94	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd (in liquidazione)	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	43,23	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.

(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 (*)
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151.200	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,23	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	9.900	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,23	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,80	C.I.
Snamprogetti Management Services SA [10] (in liquidazione)	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	43,23	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,23	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	43,23	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,23	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA	100,00	43,23	C.I.
Sonsub AS	Sola (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	C.I.
Star Gulf FZ Co [9]	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem Intern. BV Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,23	C.I.
TBE Ltd (in liquidazione)	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Terminal Portuário do Guarujá SA	Guarujá (Brasile)	BRL	24.257.206	Saipem Brasil Ltda	100,00	43,23	C.I.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,23	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.

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.
Chlorine Productions Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Syndial SpA	100,00		Co.
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	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	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	7.749.253,320	Eni SpA	100,00		P.N.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.817.238	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 Finance International SA (ex 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	15.000.000	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 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.

Imprese controllate congiuntamente e collegate

Exploration & Production

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 [6]	Hamilton (Bermuda)	USD	8.391.794.147	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)	VEF	12.910.000	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.
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.
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 WII	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.
Limited Liability Company Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	UAH	10.000.000	Zagoryanska P BV	100,00		
Limited Liability Company Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	UAH	315.000.000	Pokrovskoe P BV	100,00		
Llc "SeverEnergia" [†] (ex OOO "SeverEnergia")	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
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.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
[†] La società è a controllo congiunto.
[a] Azione senza Valore Nominale
[6] Partecipazione non considerata di collegamento ex art. 168 TUIR data la percentuale di possesso inferiore al 20%

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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	Llc "SeverEnergia"	100,00		
OAO "Neftegastechnology" (ex OAO "Neftegaztekhnologiya")	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	500.000	Llc "SeverEnergia"	100,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	VEF	44.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEF	220.300.000	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.
Pokrovskoe Petroleum BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
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 (Repubblica del 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	5.000.000	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.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	USD	631.640	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.
Zagoryanska Petroleum BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
ZAO Urengoil Inc	Yanar (Russia)	RUB	119.750.280	Llc "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) Azione senza Valore Nominale
(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.
Est Più Società per Azioni [†]	Gorizia	EUR	42.000.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
ISOGAS SpA [†]	Gorizia	EUR	2.348.678	Est Più SpA	100,00		
Mariconsult SpA [†]	Milano	EUR	120.000	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 [†] (in liquidazione)	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.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia Green SpA	Pisa	EUR	6.330.804	Toscana Energia SpA	100,00		
Toscana Energia SpA [†]	Firenze	EUR	146.214.387	Italgas SpA Soci Terzi	48,08 51,92		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 (*)
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 AeriouThessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	237.850.000	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		
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 Építö és Vagyonkezelö Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
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		Co.
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	3.304.576	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		Co.
Rhodigaz SAS (†)	Lione (Francia)	EUR	37.800	Distrigas NV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
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	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci Terzi	21,87 78,13		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.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione [*]
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		
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 Építõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság [†]	Tatabánya (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 Infrastructures 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	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		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.
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.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Venezia Tecnologie SpA [†]	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	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.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Eni 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	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG [†] (ex Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH)	Baierbrunn (Germania)	EUR	1.050.000	Eni 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.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG (ex FSH Flughafen Schwechat Hydranten GbR)	Vienna (Austria)	EUR	9.852.297,220	Eni Austria GmbH Eni Mineralölh. GmbH Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	14,28 14,28 14,28 57,16		Co.
Galp Energia SGPS SA [#]	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger GmbH [†] (ex Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG)	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Eni 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.
Rosa GmbH (ex Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH)	Zirndorf (Germania)	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		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)	VEF	12.086.744,845	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA [†]	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	4.240.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH [†] (ex TBG Tankler Betriebsgesellschaft GmbH)	Salisburgo (Austria)	ATS	600.000	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Duesseldorf (Germania)	EUR	409.034	Eni 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'UE.
(†) 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 ScpA	Ferrara	EUR	5.153.533	Polimeri Europa SpA Syndial SpA SEF Srl Soci Terzi	20,18 11,85 10,94 57,03		P.N.
Matrica SpA (†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.100.000	Polimeri Europa SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci Terzi	37,35 4,97 57,68		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione [*]
ASG Scarl [a]	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 [a]	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 [a]	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio Libya Green Way [a]	San Donato Milanese (MI)	EUR	100.000	Saipem SpA Soci Terzi	26,50 73,50		P.N.
Milano-Brescia-Verona Scarl [a]	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Modena Scarl [a] (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl [a]	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

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 [†] [a] (in liquidazione)	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 Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII [†]	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]	Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		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 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 Intern. BV 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.
[a] Azione senza Valore Nominale.
[B] 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 [*]
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 Intern. BV 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 Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petromar Lda [†] [10]	Luanda (Angola)	USD	357.142.850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd [†] (in liquidazione)	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 Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		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.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée [†]	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Medsai SAS Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd [†]	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc [†]	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		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		
Technip-Zachry-Saipem LNG Lp	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		

[*] 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.
[16] Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 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 [*]
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Deiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS [†]	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		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.

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	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
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	1.304.915.930,820	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	0 [a]	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Rivers State (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
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	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)	AOA	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

[a] Azione senza Valore Nominale

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40
GNV de Bordeaux SAS	Bry-Sur-Marne (Francia)	EUR	665.480	Gaz de Bordeaux SAS Soci Terzi	51,00 49,00
Interconnector (UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	12.754.680	Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi	11,05 (a) 5,02 83,93
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 International BV Soci Terzi	13,04 86,96
3G Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	U. Fenosa Gas SA GALP Energia SGPS SA Soci Terzi	20,00 15,00 65,00

(a) Quota di Controllo:

Distrigas NV	11,41
Eni International BV	5,00
Soci Terzi	83,59

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo (PR)	EUR	138.404	Eni SpA Ce.P.I.M. SpA Soci Terzi	0,70 23,30 76,00
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	Amburgo (Germania)	EUR	36.329,520	Eni 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	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS (ex Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur Snc)	Nanterre (Francia)	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	19.456.882	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	6,40 93,60
S.I.P.G. Socété Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay En France (Francia)	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	EUR	232.366,480	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	487.338,560	Eni 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.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio F.S.B.	Marghera (VE)	EUR	15.000	Saipem En. Serv SpA Soci Terzi	28,00 72,00

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Marghera (VE)	EUR	498.918,200	Syndial SpA Soci Terzi	14,55 85,45

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
Consorzio Sempione	Milano	EUR	300.000	EniServizi SpA Soci Terzi	11,00 89,00
Emittenti Titoli SpA	Milano	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 [a] 0,78 89,22

(a) Percentuale di voto spettante in assemblea ordinaria: Eni SpA 10,08; Soci Terzi 89,92

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 12)

Agosta Srl	San Donato Milanese	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Arguni I Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Gas Transport Services SA	Lugano	Gas & Power	Costituzione
Eni North Ganal Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni RD Congo SPRL	Kinshasa	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Ukraine Llc	Kiev	Exploration & Production	Costituzione
Eni West Africa S.p.A.	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Saipem Norge AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Saipem Offshore Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Acquisizione
Terminal Portuário Do Guarujá SA	Guarujá	Ingegneria & Costruzioni	Acquisizione

Imprese escluse (n. 18)

Acqua Campania SpA	Napoli	Gas & Power	Cessione a Terzi
Agip Lubricantes SA (in liquidazione)	Buenos Aires	Refining & Marketing	Irrilevanza
Eni Gas Transport Deutschland SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Cessione a Terzi
Eni Gas Transport GmbH	Düsseldorf	Gas & Power	Cessione a Terzi
Eni Gas Transport International SA	Lugano	Gas & Power	Cessione a Terzi
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Oil Ceská Republika Sro	Praga	Refining & Marketing	Fusione
Eni Oil Slovensko Spol. Sro	Bratislava	Refining & Marketing	Fusione
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni TTO Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo	Gas & Power	Cessione a Terzi
Moss Offshore AS	Lysaker	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Petromar Lda	Luanda	Ingegneria & Costruzioni	Perdita del Controllo
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Saipem Perfuraçõese Construções Petrolíferas Unipessoal Lda	Funchal	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Société de Construction d'Oleoducs Snc (in liquidazione)	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Travagliato Energia Srl	Travagliato	Gas & Power	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 2011

Acqua Campania SpA – Napoli

L'Assemblea del 19 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 4.794.928,68 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 4.702.500 euro, pari a 0,95 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 92.428,68 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 479.655 euro in data 5 maggio 2011.

In data 19 dicembre 2011 Eni ha ceduto n. 497.269 azioni, pari al 10,04584% del capitale sociale, a Vianini Lavori SpA, SIBA SpA, Finalca SpA e GdM SpA per il corrispettivo di 2.253.786,94 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è variata da n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 7.631 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 0,15416% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 20 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 2.628.799,46 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 1.033.104,63 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 2.030.464,12 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 765.000 euro in data 24 giugno 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 6.608.036,85 euro, pari al 51% del capitale sociale di 12.956.935 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

L'Assemblea del 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 262.444 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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.

Agosta Srl – San Donato Milanese

In data 21 dicembre 2011 Eni ha acquistato dall'Idrocarburi Italiana Srl n. 1 quota del valore nominale di 10.000 euro, rappresentativa del 100% del capitale sociale di Agosta Srl, per il corrispettivo di 19.848.474 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.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2011 è costituita da una quota di 10.000 euro, pari al 100% del capitale sociale.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) – Pomezia

L'Assemblea del 25 febbraio 2011 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione che chiude con un utile di 67.514 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nel consorzio al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in due quote pari al 92,66% del fondo consortile di 125.507 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 16 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 12.869.709,90 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.070.538,64 pesos argentini, pari a 0,03 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 12.648.810,04 pesos argentini e portando a nuovo l'utile residuo di 18.804.495,80 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 415.224,84 pesos argentini in data 7 aprile 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 – San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 26.344.716 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 30.000.000 di euro, pari a 0,3 euro per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per 3.655.284 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 18 maggio 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 – Roma

L'Assemblea dell'8 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 25.659.823,71 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva tassata per 44.610,02 euro, della riserva da avanzo di fusione per incorporazione della Serleasing SpA per

2.041.543,37 euro, della riserva disponibile per 23.342.292,24 euro e di riportare a nuovo la perdita residua di 231.378,08 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 163.880.600 del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,62638% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 26 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 191.987.149 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di 125.000.000 euro, della riserva sovrapprezzo azioni di 65.868.226 euro e il riporto a nuovo di 1.118.923 di euro. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future di 145.000.000 euro. In data 26 aprile 2011 Eni ha versato la somma di 145.000.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 Corporate University SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 13 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 532.680,43 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo degli utili portati a nuovo relativi ad anni precedenti per 292.361,89 euro, della riserva facoltativa per 76.380,66 euro, della riserva ex art.13 D. Lgs. 124/93 per 1.725 euro e della riserva legale per 162.212,88 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 26 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 14.649.804 euro che residua in 3.242.887 euro dopo la copertura della perdita di 11.406.917 euro deliberata dall'Assemblea del 28 ottobre 2010 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2010. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire la suddetta perdita residua di 3.242.887 euro, mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato l'incremento della riserva di copertura perdite future per 55.000.000 di euro.
L'Assemblea del 22 dicembre 2011 ha deliberato l'incremento della riserva di copertura perdite future di ulteriori 50.000.000 di euro. In data 23 dicembre 2011, Eni ha versato la somma di 50.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n.1.697.440 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.697.440 euro.

Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) – Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 1 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 220.875.041,24 dollari USA e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 31 agosto 2011 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Eni Coordination Center SA a Eni Finance International SA.
L'Assemblea del 12 dicembre 2011 ha deliberato di distribuire un dividendo di 205.000.000 di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 68.906.773 milioni di dollari USA in data 14 dicembre 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 2.000.001 azioni del valore nominale di 500 dollari USA, pari al 33,61306% del capitale sociale di 2.975.036.000 dollari USA.

Eni Fuel Centrosud SpA – Roma
L'Assemblea del 13 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 289.959 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale.
L'Assemblea straordinaria del 20 maggio 2011 ha deliberato un aumento del capitale sociale di 1.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro per azione, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura. In esecuzione della suddetta delibera, in data 25 maggio 2011, Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Clienti carburanti e combustibili extrarete consumo e piccola rivendita esercitato nelle province di Forlì, Cesena e Rimini e nelle regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria" con efficacia giuridica 1° giugno 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è variata da n. 20.000.000 di azioni a n. 21.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 21.000.000 di euro.

Eni Fuel Nord SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 30 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 64.573 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 9.670.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 9.670.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SA – Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 21 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 240.060.788 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 9.999 azioni pari al 99,99% del capitale sociale di 4.686.000.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 90.869,80 euro e ha deliberato di coprire la perdita complessiva pari a 241.514,44 euro, comprensiva delle perdite riportate a nuovo dagli esercizi precedenti di 150.644,64 euro, mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 5.619.459,53 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 30 novembre 2011, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, a Fluxsys Europe BV per un corrispettivo di 31.968.563 euro.

Eni Hellas SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 11.624.854 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 11.043.600 euro, pari a 0,0741181208 euro per azione e portando a nuovo l'utile residuo di 11 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 1 giugno 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 euro.

Eni Insurance Ltd – Dublino – (Irlanda)

L'Assemblea del 4 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 30.203.880 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 6 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 7.556.508 migliaia di dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più tranche, un dividendo di 6.000.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 1.556.508 migliaia di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo nel periodo aprile-dicembre 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 21 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 3.091.795 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 7 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 234.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 de 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 262.273 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in 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 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 81.756.310 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 81.744.000 euro, pari a 15,72 euro per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di 12.310 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 20 maggio 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 di euro.

Eni Petroleum Co Inc – Wilmington (USA)

L'Assemblea del 29 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con una perdita di 73.387.508 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 15 luglio 2011, Eni ha versato a titolo di seconda tranche dell'aumento di capitale deliberato dall'Assemblea del 20 ottobre 2010, in proporzione alla quota di partecipazione posseduta, la somma di 31.928.480 dollari USA, a titolo di sovrapprezzo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 29 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 69.798.740,73 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 67.091.297,28 euro pari a 0,071 euro per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di 782.493,59 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 28 aprile 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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.

Eni Rete oil&nonoil SpA – Roma
L'Assemblea dell'11 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 2.617.868 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
L'Assemblea, in pari data, ha deliberato di distribuire un dividendo di 6.622.661 euro, pari a 0,2409 euro ad azione, utilizzando allo scopo utili di esercizi precedenti. Eni ha incassato il dividendo in data 28 giugno 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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.

EniServizi SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 85.629 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva di utili portati a nuovo di pari importo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,08 euro.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 12.061.776 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future di pari importo. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per 6.000.000 di euro. In data 19 aprile Eni ha versato la somma di 6.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.841.517 euro.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma
L'Assemblea del 14 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 16.072.249,21 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 30 marzo 2011 l'Assemblea degli azionisti ha deliberato l'aumento di capitale sociale di 3.161.650 euro mediante l'emissione di n. 3.161.650 azioni del valore nominale di 1 euro da riservare a Distrigas NV, con esclusione del diritto di opzione, a fronte del ramo d'azienda "Attività di Trading".
A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le n. 56.875.000 azioni del valore nominale di 1 euro, passa dal 100% al 94,73% del capitale sociale di 60.036.650 euro.

Eni West Africa SpA - San Donato Milanese
In data 13 dicembre 2011 è stata costituita la società Eni West Africa SpA, con un capitale sociale di 200.000 euro, rappresentato da n.200.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. Eni ha versato la somma di 200.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.
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.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2011 da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

Eni Zubair SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 304.231 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 288.000 euro, pari a 2,40 euro per azione e l'attribuzione a riserva legale di 16.231 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 287.998 euro in data 23 maggio 2011.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2010 è costituita da 119.999 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,99917% del capitale sociale di 120.000 euro.

Hotel Assets Ltd – Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 21 dicembre 2010 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2010 che chiude con l'utile di 152.293 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 30 giugno 2011 la società è stata posta in liquidazione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 65.778.080 euro e ha deliberato di coprire la perdita complessiva di 65.778.582 euro, comprensiva della perdita riportata a nuovo dall'esercizio precedente di 502 euro, mediante utilizzo della riserva differenze cambi da traduzione di 3.547.814 euro, la riduzione del capitale sociale per 62.230.000 euro tramite annullamento di n. 62.230 azioni del valore nominale di 1000 euro e il riporto a nuovo di 768 euro. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future di 30.000.000 di euro. In data 18 aprile 2011 Eni ha versato la somma di 30.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è variata da n. 80.561 azioni del valore nominale di 1.000 euro a n. 18.331 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 18.331.000 euro.

Immobiliare Est SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 18.070.740 euro e ha deliberato, a copertura della suddetta perdita, la riduzione del capitale sociale mediante annullamento di n. 349.937 azioni del valore nominale di 51,64 euro pari a 18.070.746,68 euro, portando a riserva la differenza di 6,68 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è variata da n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro a n. 150.063 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 7.749.253,32 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 16 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 6.222.448,01 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.600.000 pesos argentini, pari a 0,433246684 pesos argentini per azione, e di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 3.311.325,61 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.976.000 pesos argentini in data 7 aprile 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 14 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 23.043.905,63 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 21.890.583 euro pari a 0,09087 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.127,35 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 29 aprile 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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.

Polimeri Europa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 104.292.760,69 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 10.711.053 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in 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 4 maggio 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 85.267.865,30 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 0,63 euro per le azioni ordinarie e di 0,66 euro per le azioni di risparmio, pari complessivamente a 276.004.726,83 euro (275.912.031,15 euro per le azioni ordinarie e 92.695,68 euro per le azioni di risparmio). Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 119.336.683 euro in data 26 maggio 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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

In data 28 marzo 2011 Eni ha versato 12.675.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, a completamento dell'operazione di aumento del capitale sociale di 16.900.000 euro, deliberato dall'Assemblea in data 14 dicembre 2010.

L'Assemblea del 6 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 165.669,15 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 157.357,57 euro, pari a 0,00392 euro per azione, riportando a nuovo la differenza di 28,12 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 21 aprile 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 52.817.238 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.817.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 11 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 16.305,59 euro e ha deliberato, previo accantonamento a riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di 15.490,31 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 13 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 901.693.603,95 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di 45.084.680,20 euro, di attribuire l'utile di 552.726.205,88 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 303.882.717,87 di euro (0,09 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 27 luglio 2010), agli azionisti a titolo di dividendo per 472.947.474,02 euro, pari a 0,14 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 79.778.731,86 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 262.656.222,5 euro in data 26 maggio 2011.

Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 27 luglio 2011 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2011 di 0,10 euro per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola del 24 ottobre 2011 con messa in pagamento a partire dal 27 ottobre 2011. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 187.611.587,50 euro in data 27 ottobre 2011.

In attuazione dei piani di stock option sono state emesse complessivamente n. 355.000 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale ammonta a 3.571.187.994 euro.

A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le 1.876.115.875 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 52,540% al 52,535%.

L'Assemblea del 5 dicembre 2011 ha autorizzato la modifica della denominazione sociale da Snam Rete Gas SpA in Snam SpA con decorrenza 1° gennaio 2012.

Syndial SpA – Attività diversificate – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 1.243.792.856,65 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita utilizzando in parte riserve disponibili per 921.716,91 euro e in parte mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 437.578.684,40 euro con conseguente annullamento del valore nominale di ciascuna azione da 0,55 euro in circolazione. La perdita residua si riduce a 805.292.455,34 euro. L'Assemblea ha poi deliberato di aumentare il capitale sociale di 1.249.088.244,56 euro mediante emissione di n. 795.597.608 azioni del valore nominale di 1,57 euro per azione, da offrire in opzione agli azionisti al prezzo pari al valore nominale, in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale da 1.249.088.244,56 euro a 437.578.684,40 euro mediante riduzione del valore nominale delle azioni da 1,57 euro a 0,55 euro per azione, imputando la differenza di 811.509.560,16 in parte a copertura della perdita residua di 805.292.455,34 euro e in parte a riserva indisponibile di 6.217.104,82 euro.

In data 8 aprile 2011, Eni ha sottoscritto n. 795.595.735 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione. A completa liberazione delle azioni sottoscritte e a copertura della perdita residua, Eni ha versato 1.249.085.303,95 euro.

L'Assemblea del 26 settembre 2011 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2011 che chiude con una perdita di 166.849.522,54 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo, rinviando l'adozione dei provvedimenti sul capitale secondo quanto previsto dall'art. 2446 del Codice Civile.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 795.595.735 azioni del valore nominale di 0,55 euro, pari al 99,99976% del capitale sociale di 437.578.684,4 euro.

Società Adriatica Idrocarburi SpA – S. Giovanni Teatino (CH)

L'Assemblea del 15 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 75.727.597 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 2010 è rimasta immutata in 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 – S. Giovanni Teatino (CH)

L'Assemblea del 15 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 39.669.299 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 222.178.500 euro, pari a 19,40 euro per azione, da liberarsi in otto tranche mensili, utilizzando allo scopo parte degli utili riportati a nuovo dall'esercizio precedente di 182.509.201 euro. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in 11.452.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 11.452.500 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 2.645.873 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.653.100 euro, pari a 0,86 euro per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per 7.227 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.857.170 euro in data 31 maggio 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 3.059.605 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA – Venezia

L'Assemblea dell'11 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 9.707.983 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 9.863.632 euro, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo dagli esercizi precedenti per 155.649 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 30 settembre 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajduszoboszlo (Ungheria)

L'Assemblea del 20 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con un utile di 578.796.657 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

A seguito della dematerializzazione delle azioni, Eni ha acquistato n. 61.485 azioni rimaste invendute in data 24 febbraio 2011 al prezzo di 61.485.000 fiorini ungheresi.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è variata da n. 8.500.000 a n. 8.561.485 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50,36167% del capitale sociale di 17.000.000.000 fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA – Pistoia

L'Assemblea del 20 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 812.972,11 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 769.831 euro, pari a 0,014 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 43.141,11 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 1 giugno 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 54.987.909 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 100% del capitale sociale di 7.148.428,17 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands) – Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 81.001.487,15 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 81.001.595,90 euro, pari a 737,71 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 108,75 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 1.037,90 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2011.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 2011

Acam Clienti SpA – La Spezia

L'Assemblea del 27 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 1.414.873,96 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di destinare a riserva statutaria 212.231,09 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 1.131.899,17 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 48,99993% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 16 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 18.175.931,03 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 8.650.000 pesos argentini e di destinare a riserva facoltativa l'utile resi-

duo di 8.617.134,48 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.711.775 pesos argentini in data 8 aprile 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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.

Est Più Società per Azioni
In data 11 maggio 2011 è stata costituita la società Est Più Società per Azioni, con un capitale sociale di 42.000.000 di euro, rappresentato da n. 4.200.000 azioni ordinarie del valore nominale di 10 euro. La società ha per oggetto sociale prevalente l'esercizio di attività di trasporto, distribuzione, fornitura, acquisto e vendita di gas ed energia elettrica. Eni ha versato, al momento della costituzione, la somma di 7.350.000 euro, pari al 25% del capitale sottoscritto.
In data 30 maggio 2011, Eni ha versato 22.050.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 70% del capitale sociale.
L'Assemblea del 25 luglio 2011 ha approvato il progetto di fusione inversa mediante incorporazione della società Est Più Società per Azioni nella società controllata al 100% Newco Energia SpA.
In data 3 ottobre 2011 la Newco Energia SpA ha incorporato la controllante Est Più Società per Azioni e ha modificato la denominazione sociale da Newco Energia SpA a Est Più Società per Azioni.
La partecipazione nella società è costituita da n. 2.940.000 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 70% del capitale sociale.

Galp Energia SGPS SA – Lisbona (Portogallo)
L'Assemblea del 30 maggio 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 355.147 mila euro e ha deliberato di attribuire l'utile di 305.392 mila euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 49.755 mila euro (0,06 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 27 agosto 2010) agli azionisti a titolo di dividendo per 116.095 mila euro, pari a 0,20 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 189.297 mila euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 38.706 mila euro in data 28 giugno 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 276.472.161 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 16 marzo 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 8.849.076 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.800.000 pesos argentini e di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 5.606.622 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 700.000 pesos argentini in data 29 aprile 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 19 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 149.529,07 euro e ha deliberato di attribuire l'utile d'esercizio, unitamente agli utili portati a nuovo pari a 533.810,93 euro, per complessivi 683.340 euro, distribuendo agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 680.000 euro, pari a 340 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 340.000 euro in data 27 maggio 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 120.000 euro.

Promgas SpA – Milano
L'Assemblea del 21 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 3.030.821,31 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 20 dicembre 2011 Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 50% del capitale sociale, a GAZPROM Schweiz AG per un corrispettivo di 17.000.000 di euro.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo
L'Assemblea del 18 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 27 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 339.428 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di 320.000 euro, pari a 53,33 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 80.000 euro in data 18 maggio 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 7.905.653,53 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva statutaria, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 7.413.001,85 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 euro.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 19 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 9.416.893,72 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 9.408.000 euro, pari a 39,20 euro per azione e di riportare a nuovo l'utile residuo di 8.893,72 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.704.000 euro in data 24 giugno 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 7 luglio 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 12.442.655 dollari USA, ne ha deliberato l'attribuzione a riduzione delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 4 maggio 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 231.660.633,71 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per 71.833,71 euro, di attribuire l'utile di 60.628.200 euro, che residua dopo la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 96.677.400 euro (177 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 15 luglio 2010) e un secondo acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 74.283.200 euro (136 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 15 dicembre 2010) agli azionisti a titolo di dividendo, pari a 111 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 30.314.100 euro in data 10 maggio 2011.
In data 27 luglio 2011 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2011 di 95.585.000 euro, pari a 175 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 47.792.500 euro in data 28 luglio 2011.
In data 14 dicembre 2011 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2011 di 139.827.200 euro, pari a 256 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 69.913.600 euro in data 16 dicembre 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 4 luglio 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con la perdita di 1.669.789 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di riserve straordinarie.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 20 aprile 2011 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 che chiude con l'utile di 252.929 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 100.000 euro, pari a 666,66 euro per azione, destinando l'utile residuo di 152.929 euro in parte a riserva facoltativa e in parte a riserva non distribuibile ai sensi dell'art. 2426-8 bis c.c. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 50.000 euro in data 30 settembre 2011.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2010 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 del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2011 (migliaia di euro)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	5.912
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	422
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi [1]	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	160
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo [2] ii) Rete del revisore della capogruppo [3]	i) Società controllate ii) Società controllate	6.565 9.554
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo [4] ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	577 126
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo [5]	i) Società controllate ii) Società controllate	0 26
Altri servizi [6]	Revisore della capogruppo Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	125 0
Totale			**23.467**

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla Reconta Ernst & Young SpA sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(2) Di cui 248 migliaia di euro per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.
(3) Di cui 668 migliaia di euro per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.
(4) Di cui 20 migliaia di euro per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto.
(5) Di cui 1 migliaia di euro per servizi di consulenza fiscale resi a società a controllo congiunto.
(6) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla Reconta Ernst & Young SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità.

DOC16-15-444
€ 29,20