

aziendali specifiche, prendendo a riferimento le *best practice* dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

Sin dal 23 aprile 2009 il Consiglio di Amministrazione della società, a fronte delle indagini relative alla vicenda TSKJ, ha tempestivamente richiamato l'opportunità di verificare le procedure aziendali in tema di anti-corruzione, al fine di apportare le correzioni eventualmente necessarie, e di continuare a cooperare con le autorità competenti per l'accertamento dei fatti, nonché deliberato di promuovere tutti i rimedi legali a disposizione per la tutela degli interessi e dell'immagine della società, in caso di accertamento di responsabilità di dipendenti o collaboratori.

La camera di consiglio del 22 settembre 2009 è stata rinviata all'udienza del 21 ottobre 2009, all'esito della quale il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem.

La Procura della Repubblica di Milano ha presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. L'udienza per la discussione dell'appello, inizialmente fissata per il 20 gennaio 2010, è stata anticipata, con provvedimento ricevuto dalla difesa in data 12 gennaio 2010, all'udienza del 19 gennaio 2010 all'esito della quale il Giudice del Riesame ha ritenuto infondato nel merito l'appello della Procura confermando l'impugnata ordinanza del GIP.

In data 19 febbraio 2010 la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, chiedendo l'annullamento della predetta ordinanza del Giudice del Riesame.

Parallelamente la Procura di Milano, in data 11 febbraio 2010, ha notificato a Eni richiesta di consegna, ai sensi dell'art. 248 cpp, di documentazione e informazioni relative alle società partecipate da Eni SpA e da Saipem SpA (ex SnamProgetti SpA) coinvolte nel progetto Bonny Island.

- (iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni SpA e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque *top manager* del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise, alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il gruppo Eni: Eni SpA, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze).

In data 26 novembre 2009 è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415 bis cpp nel quale risultano sottoposti a indagine n. 14 dipendenti o ex dipendenti di Eni SpA e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardano in larga parte (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità.

Da notizie stampa diffuse in data 9 marzo 2010 risulta che la Procura della Repubblica di Milano abbia richiesto il rinvio a giudizio dei dipendenti ed ex dipendenti indagati.

In data 23 febbraio 2010, è stata notificata una richiesta di esibizione di documenti concernente le modalità di costituzione, definizione, aggiornamento e attuazione del Modello 231 di Eni per gli anni dal 2003 al 2008. Analoga richiesta è stata notificata alla Snam Rete Gas e ad Italgas.

Le società del Gruppo stanno cooperando con le autorità competenti in relazione alla predetta indagine.

- (v) **Agip KCO NV.** Nel novembre 2007 il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato alla società Agip KCO NV l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito alla assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH.
- (vi) **Kazakhstan.** In data 1 ottobre 2009, è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento, emesso nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti, è richiesta all'Eni SpA la trasmissione – con riferimento a “ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati” – di “rapporti di audit e ogni altra documentazione in Vostro possesso concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a: 1. Impianto di Karachaganak; 2. progetto Kashagan.” Il reato di “corruzione internazionale” menzionato nella Richiesta di consegna, è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e in più fasi successive Eni ha proceduto al deposito della documentazione fino a quel momento raccolta, riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

6. Contenziosi conclusi

- (i) **Istruttorie dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sull'applicazione del coefficiente di correzione dei volumi "K".** Nel maggio 2009 l'Autorità Garante per l'Energia Elettrica e il Gas, a seguito degli elementi acquisiti nel corso di ispezioni e con successive richieste di informazioni, ha inviato a Eni la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie nella quale si contesta la non corretta applicazione del coefficiente di misura K per la contabilizzazione del gas naturale, su alcuni punti di riconsegna serviti da Eni. Eni ha presentato le proprie controdeduzioni in apposita memoria, contestando quanto sostenuto dall'Autorità. Sulla base di una valutazione comparativa delle sanzioni comminate a esito di analoghe istruttorie avviate nei confronti di altre società, è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi.
- Con la delibera VIS 94/2009 del 5 ottobre 2009 l'Autorità, in parziale accoglimento dei rilievi di Eni, ha riconosciuto che l'obbligo per l'impresa di vendita di applicare il coefficiente K determinato dal distributore non decorre dall'anno 2001, come inizialmente pareva sostenere l'Autorità stessa, ma a partire dal 2004. Tale riconoscimento ha determinato l'esclusione della violazione in un caso nonché la riduzione della gravità e della durata della violazione medesima per tutti gli altri casi. È stata pertanto comminata a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 1.023.000,00 che trova copertura nel relativo fondo rischi. Eni, pur ritenendo di poter contestare fondatamente gli assunti dell'Autorità dinanzi al TAR, nell'ambito del ricorso proposto nel dicembre 2009, ha comunque provveduto al pagamento della sanzione.
- (ii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l'eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Nell'ottobre 2008, la Commissione Europea ha adottato la decisione finale relativa al procedimento di applicazione dell'art. 81 CE nel mercato delle cere di paraffina, con la quale ha condannato Eni al pagamento di una sanzione pari a euro 29.120.000. Eni ha effettuato il pagamento della sanzione che trovava copertura nel fondo rischi accantonato, provvedendo tuttavia a presentare ricorso avverso la decisione di condanna.
- (iii) **Contenzioso penale - Enipower SpA - Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L'Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca sono stati rinviati a giudizio. All'udienza del 6 aprile 2009 il Giudice ha pronunciato sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle *royalties* e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei *Production Sharing Agreement* e nei contratti di *service* e *buy-back* il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (*cost oil*) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (*profit oil*). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità previsti dalle norme applicabili e che dimostrano di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di Legge. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Il Decreto legislativo n. 164/2000 prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e

lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali *royalties* fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimuovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nella precedente sezione "Rischi di Impresa – Rischio *operation*". In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto.

Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera n. 20/2008 dal Comitato nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012.

A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 126,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,1 per il 2010, 25,0 per il 2011, 24,7 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 8,6 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012.

Nell'esercizio 2009 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 24,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,9 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 1,1 milioni di tonnellate.

A tale surplus si aggiungono circa 0,3 milioni di permessi di emissione – in entrata nelle disponibilità Eni – dal contratto di Virtual Power Plan GDF Suez Energia Italia, prioritariamente destinati alla copertura delle centrali di EniPower. Il surplus complessivo, pertanto, risulta pari a circa 1,4 milioni di tonnellate.

29 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Ricavi”. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” della “Relazione sulla gestione”.

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	87.051	107.777	83.519
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	153	305	(292)
	87.204	108.082	83.227

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Accise	13.292	13.142	12.122
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.728	2.694	1.680
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	1.554	2.081	2.435
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.480	1.700	1.531
Vendite in conto permuta di altri beni	121	83	55
	19.175	19.700	17.823

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	66	48	306
Locazioni e affitti di azienda	95	98	100
Indennizzi	87	15	54
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	181	23	31
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni <i>overlifting</i> e <i>underlifting</i>	79	180	148
Altri proventi (*)	325	364	479
	833	728	1.118

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 306 milioni di euro riguardano per 283 milioni di euro asset del settore Exploration & Production.

30 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Costi operativi”. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” della “Relazione sulla gestione”.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	44.850	58.662	40.311
Costi per servizi	10.828	13.355	13.520
Costi per godimento di beni di terzi	2.276	2.558	2.567
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	573	884	1.055
Altri oneri	1.101	1.660	1.527
	59.628	77.119	58.980
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(1.357)	(680)	(576)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(138)	(89)	(53)
	58.133	76.350	58.351

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 79 milioni di euro (37 e 155 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 207 milioni di euro (189 e 216 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 1.220 milioni di euro (1.081 e 957 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 641 milioni di euro (772 e 871 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di *leasing* operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Pagabili entro:			
1 anno	588	618	886
da 2 a 5 anni	1.401	2.585	2.335
oltre 5 anni	942	1.084	1.034
	2.931	4.287	4.255

I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri, al netto degli utilizzi per esuberanza di 1.055 milioni di euro (573 e 884 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008), riguardano in particolare il fondo rischi per contenziosi per 333 milioni di euro (79 e 55 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) e il fondo rischi ambientali per 258 milioni di euro (327 e 360 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Salari e stipendi	2.906	3.204	3.330
Oneri sociali	690	694	706
Oneri per benefici ai dipendenti	161	107	137
Altri costi	275	282	342
	4.032	4.287	4.515
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(184)	(235)	(280)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(48)	(48)	(54)
	3.800	4.004	4.181

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2007	2008	2009
Dirigenti	1.594	1.621	1.653
Quadri	11.816	12.597	13.255
Impiegati	35.725	36.766	37.207
Operai	25.582	26.387	26.533
	74.717	77.371	78.648

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni**STOCK OPTION**

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di *stock option* ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. Seguono le informazioni sull'attività residua dei piani relativi agli esercizi passati.

Al 31 dicembre 2009 sono in essere n. 19.482.330 opzioni per l'acquisto di n. 19.482.330 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2009	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	229.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,512
Assegnazione 2006	3.018.155	23,119
Assegnazione 2007	5.144.050	27,451
Assegnazione 2008	7.040.125	22,540
	19.482.330	

Al 31 dicembre 2009 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2002, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2003, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 4 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il Piano di *stock option* più recente 2006-2008 prevede, a differenza dei precedenti, una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determina il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return (TSR)* del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione (*"strike price"*).

L'evoluzione dei piani di *stock option* nel 2009 è costituita dal *carry-over* dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2007			2008			2009		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	15.290.400	21,022	25,520	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556
Nuovi diritti assegnati	6.128.500	27,451	27,447	7.415.000	22,540	22,538			
Diritti esercitati nel periodo	(3.028.200)	16,906	25,338	(582.100)	17,054	24,328	(2.000)	13,743	16,207
Diritti decaduti nel periodo	(691.075)	24,346	24,790	(975.100)	24,931	19,942	(4.073.095)	13,374	14,866
Diritti esistenti al 31 dicembre	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811
di cui: esercitabili al 31 dicembre	2.292.125	18,440	25,120	5.184.250	21,263	16,556	7.298.155	21,843	17,811

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	43,0	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di *stock option* di competenza dell'esercizio ammonta a 12 milioni di euro (rispettivamente, 27 e 25 milioni di euro nel 2007 e nel 2008).

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre ammontano a 25, 25 e 35 milioni di euro rispettivamente per il 2007, il 2008 e il 2009 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009 (*)
Salari e stipendi	17	17	20
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	3	10
<i>Stock grant</i> e <i>stock option</i>	4	4	4
	25	25	35

(*) L'incremento di costo rispetto all'esercizio precedente è principalmente riconducibile ad una diversa composizione dei *key manager* e all'introduzione, in sostituzione delle *stock option*, di un incentivo monetario differito il cui *fair value* rileva in un unico esercizio a differenza delle *stock option* il cui *fair value* veniva ripartito secondo la durata del Piano.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,9, 6,4 e 9,9 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,678, 0,634 e 0,475 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value*, inclusi gli effetti derivanti dal regolamento, dei contratti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per essere trattati in base alla legge dell'*hedge accounting*. Il provento netto su contratti derivati su *commodity* di 55 milioni di euro (rispettivamente, un onere di 129 e di 124 milioni di euro nel 2007 e nel 2008) comprende il provento di 6 milioni di euro relativo alla variazione del *fair value*, inefficace ai fini della copertura (componente *time value*), dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production (un onere di 52 milioni di euro e un provento di 7 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ammortamenti:			
- attività materiali	5.031	6.103	6.779
- attività immateriali	2.000	2.327	1.989
	7.031	8.430	8.768
Svalutazioni:			
- attività materiali	145	1.343	990
- attività immateriali	62	53	62
	207	1.396	1.052
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali		(2)	(1)
- rivalutazioni di attività immateriali		(1)	
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(6)	(4)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali		(2)	(2)
	7.236	9.815	9.813

31 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	4.445	7.985	5.950
Oneri finanziari	(4.554)	(8.198)	(6.497)
	(109)	(213)	(547)
Strumenti derivati	155	(427)	(4)
	46	(640)	(551)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(258)	(248)	(423)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(445)	(745)	(330)
- Interessi attivi verso banche	236	87	33
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	55	82	47
	(412)	(824)	(673)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	2.877	7.339	5.572
- Differenze passive di cambio	(2.928)	(7.133)	(5.678)
	(51)	206	(106)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	180	236	223
- Proventi su partecipazioni	188	241	163
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	96	62	39
- Interessi su crediti d'imposta	31	37	4
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(186)	(249)	(218)
- Altri proventi finanziari	45	78	21
	354	405	232
	(109)	(213)	(547)

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

I proventi su partecipazioni di 163 milioni di euro (188 milioni di euro e 241 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) riguardano la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in OAO Gazprom Neft, maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24

aprile 2009, comprensiva del recupero dei costi accessori e di altri oneri. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

I proventi (oneri) su strumenti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Contratti su valute	120	(300)	40
Contratti su tassi di interesse	35	(127)	(52)
Opzioni su titoli			8
	155	(427)	(4)

Gli oneri netti su strumenti derivati di 4 milioni di euro (proventi netti per 155 milioni di euro e oneri netti per 427 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008), si determinano principalmente per la rilevazione, a conto economico, degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività, in moneta diversa da quella funzionale, non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei *fair value* dei contratti derivati.

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	906	761	693
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(135)	(105)	(241)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	2	(16)	(59)
	773	640	393

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni, valutate con il metodo del patrimonio netto, è indicata alla nota n. 11 – Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Dividendi	170	510	164
Plusvalenze da vendite	301	218	16
Minusvalenze da cessioni	(1)	(1)	
Altri proventi (oneri) netti		6	(4)
	470	733	176

I dividendi di 164 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (101 milioni di euro).

Le plusvalenze da vendite relative al 2009 di 16 milioni di euro comprendono 10 milioni di euro relativi alla revisione del prezzo di vendita della Gaztransport et Technigaz SAS avvenuta nel 2008. Le plusvalenze da vendite relative al 2008 di 218 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Gaztransport et Technigaz SAS (185 milioni di euro), della Agip España SA (15 milioni di euro) e della Padana Assicurazioni SpA (10 milioni di euro). Le plusvalenze da vendite relative al 2007 di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsøe AS (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro).

33 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Imposte correnti:			
- imprese italiane	2.380	1.916	1.724
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	6.695	9.744	5.989
- imprese estere	482	426	483
	9.557	12.086	8.196
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(582)	(1.603)	(534)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	246	(827)	(733)
- imprese estere	(2)	36	(173)
	(338)	(2.394)	(1.440)
	9.219	9.692	6.756

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.724 milioni di euro riguardano l'Ires e le imposte sostitutive per 1.485 milioni di euro, l'Irap per 219 milioni di euro e imposte estere per 20 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 56,0% (46,0% e 50,3% rispettivamente nel 2007 e nel 2008) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 40,1% (37,9% e 38,2% rispettivamente nel 2007 e nel 2008) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 34,0%¹⁸ (Ires) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (Irap) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2007	2008	2009
Aliquota teorica	37,9	38,2	40,1
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	10,2	15,2	13,3
- riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane	(2,0)		
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia		(3,8)	2,4
- differenze permanenti e altre motivazioni	(0,1)	0,7	0,2
	8,1	12,1	15,9
	46,0	50,3	56,0

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,1 punti percentuali (15,0 e 17,1 punti percentuali rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: nel 2009, (i) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro, determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi; (ii) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (64 milioni di euro); nel 2008 (iii) il rilascio delle imposte differite stanziato relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in Legge n. 133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e il costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità Ires calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto n. 112/2008, rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva è pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009; (iv) la rimozione dei limiti al riconosci-

(18) Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni di euro), con effetto dal 1° gennaio 2008 e l'ulteriore incremento di un punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008.

mento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate, incluse nel consolidato fiscale, con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (370 milioni di euro; 290 milioni al netto della sostitutiva) in base alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008; (v) la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato di 173 milioni di euro; (vi) il ripristino della fiscalità Ires delle imprese del settore energia calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto Legge n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (94 milioni di euro).

Il riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e l'adeguamento aliquote delle imprese italiane, relativi al 2007, riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (Ires dal 33% al 27,5% e Irap dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro) che è stata successivamente modificata dal D. Lgs n. 112/2008.

Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2009 di 0,2 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, l'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima, sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi; (ii) in diminuzione, la rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di una imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'Irap dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (222 milioni di euro).

34 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.668.305.807, di 3.638.835.896 e di 3.622.405.852 rispettivamente negli esercizi 2007, 2008 e 2009.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2008 e 2009 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock option*; al 31 dicembre 2007 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito, è di 3.669.172.762, di 3.638.854.276 e di 3.622.438.937 rispettivamente negli esercizi 2007, 2008 e 2009.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito, è di seguito indicata:

	2007	2008	2009
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.668.305.807	3.638.835.896	3.622.405.852
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock grant</i>	302.092		
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock option</i>	564.863	18.380	33.085
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.669.172.762	3.638.854.276	3.622.438.937
Utile netto di competenza Eni (milioni di euro)	10.011	8.825	4.367
Utile per azione semplice (ammontari in euro per azione)	2,73	2,43	1,21
Utile per azione diluito (ammontari in euro per azione)	2,73	2,43	1,21

35 Informazioni per settore di attività e per area geografica**Informazioni per settore di attività**

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
(milioni di euro)									
2007									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	26.920	27.793	36.349	6.934	8.678	205	1.313		
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.280)	(757)	(1.276)	(363)	(1.182)	(31)	(1.099)		
Ricavi da terzi	10.640	27.036	35.073	6.571	7.496	174	214		87.204
Risultato operativo	13.433	4.465	686	100	837	(444)	(312)	(26)	18.739
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	7	35	238	15	11	264	3		573
Ammortamenti e svalutazioni	5.574	739	491	116	248	10	68	(10)	7.236
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216		79	6			773
Attività direttamente attribuibili ^(b)	32.382	25.583	13.767	3.427	8.017	275	854	(692)	83.613
Attività non direttamente attribuibili									17.847
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.926	2.152	1.267	15	230	49			5.639
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.955	5.915	5.420	939	4.349	1.827	1.380		30.785
Passività non direttamente attribuibili									27.808
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.480	1.511	979	145	1.410	59	108	(99)	10.593
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	33.042	37.062	45.017	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.917)	(873)	(1.496)	(398)	(1.219)	(29)	(1.177)		
Ricavi da terzi	14.125	36.189	43.521	5.905	7.957	156	154	75	108.082
Risultato operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(346)	(743)	125	18.517
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	154	238	190	2	36	99	165		884
Ammortamenti e svalutazioni	7.488	798	729	395	335	8	76	(14)	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	(9)	43	4			640
Attività direttamente attribuibili ^(b)	40.815	33.151	11.081	2.629	10.630	362	789	(641)	98.816
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.481	11.802	4.481	664	6.177	1.638	1.780	(75)	36.948
Passività non direttamente attribuibili									31.215
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.281	2.058	965	212	2.027	52	95	(128)	14.562

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili Interni	Totale
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	(66)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.630)	(635)	(965)	(238)	(1.315)	(24)	(1.152)		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	(66)	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(382)	(474)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	139	175		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	(17)	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili ^(b)	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.639	1.690	(8)	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2007								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	39.742	11.071	3.917	6.260	6.733	15.368	522	83.613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.246	1.246	469	1.004	1.253	3.152	223	10.593
2008								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.432	15.071	3.561	6.224	10.563	22.044	921	98.816
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.660	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562
2009								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Italia	37.294	42.843	27.950
Resto dell'Unione Europea	23.074	29.341	24.331
Resto dell'Europa	5.507	7.125	5.213
Americhe	6.447	7.218	7.080
Asia	5.840	8.916	8.208
Africa	8.010	12.331	10.174
Altre aree	1.032	308	271
	87.204	108.082	83.227

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- 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;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- i rapporti intrattenuti con le società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 18, 13 e 21 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2007, nel 2008 e nel 2009. Al 31 dicembre 2009 sono in essere crediti per 4 milioni di euro e debiti per 9 milioni di euro (rispettivamente 4 e 8 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda l'onere dell'esercizio 2008 di 200 milioni di euro relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 e il debito al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 di 100 milioni di euro relativo al contributo non ancora versato. I rapporti relativi agli esercizi precedenti al 2008 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che si considera parte integrante delle presenti note.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009 è la seguente:

Esercizio 2007

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2007			2007				
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi		Ricavi		Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Beni	Servizi	
Imprese a controllo congiunto e collegate								
ASG Scarl	6	43	121		108		3	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöching GmbH	11					86		
Blue Stream Pipeline Co BV	19				183		1	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	18					106		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	84	70	5.870				263	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	1	1	64		1		1	
Eni Oil Co Ltd	7	60			141	1		
Fox Energy SpA	49					139		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	54					195	4	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50		
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7	
Mellitah Oil & Gas BV	10	137			105	1	6	
OOO "EniNeftegaz"	215						1	
Petrobel Belayim Petroleum Co		60			211			
Raffineria di Milazzo ScpA	17	21			245	118	5	
Supermetanol CA		11		78			1	
Super Octanos CA		18		201			1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	80		43	147		47	
Transitgas AG		8			64			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6			70		1	
Union Fenosa Gas SA	1		61			193		
Altre (*)	120	127	56	76	374	122	118	
	687	744	6.172	422	1.950	1.011	459	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	49	111		11	534		52	
Eni BTC Ltd			138				1	
Altre (*)	23	8	11	2	18	5	18	
	72	119	149	13	552	5	71	
	759	863	6.321	435	2.502	1.016	530	
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Alitalia	4					363	1	
Gruppo Enel	384	8			245	894	408	
GSE- Gestore Servizi Elettrici	124	63		239	37	870	7	10
Terna SpA	19	69		106	105		31	
Altre imprese a partecipazione statale (*)	45	79		19	89	75	3	
	576	219		364	476	2.202	450	10
	1.335	1.082	6.321	799	2.978	3.218	980	10

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2008			2008						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		11			60					
Altergaz SA	30						135			
ASG Scarl	2	25	49		57					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4			
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochingen GmbH	5						98			
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12						175			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1		
Eni Oil Co Ltd	9	28			660			6		
Fox Energy SpA	37			2			329	1		
FPSO Mystras - Producao de Petroleo Lda				94		10				
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	64						337	18		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111			
InAgip doo	24	45			116		3	35		
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25		12		
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2	4		
Petrobel Belayim Petroleum Co		77			181					
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135	3		
Saipon Snc	4		58					12		
Super Octanos CA		24		286						
Supermetanol CA		5		90						
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153			64		
Transitgas AG		5			1	64				
Union Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257	1		
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8	
	665	829	6.253	1.473	2.783	148	1.657	684	8	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10	
Eni BTC Ltd			146							
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4	
	166	184	150	2	740	13	5	373	14	
	831	1.013	6.403	1.475	3.523	161	1.662	1.057	22	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	4						417	2		
Gruppo Enel	153	12		13	223		941	380		
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57			
GSE-Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6	58
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10	
Altre imprese a partecipazione statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1	
	329	189		375	466	85	1.846	483	17	58
	1.160	1.202	6.403	1.850	3.989	246	3.508	1.540	39	58

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.