

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 del Codice Civile.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate ammontano a 5.999 milioni di euro (5.374 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e sono rappresentate da n. 348.525.005 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 324.959.866 azioni al 31 dicembre 2006). Nell'esercizio sono state acquistate n. 27.559.339 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,69% del capitale sociale, per il corrispettivo di 680 milioni di euro (in media 24.694 euro per azione).

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 768 milioni di euro (839 milioni di euro al 31 dicembre 2006), rappresentate da n. 35.423.925 azioni ordinarie (n. 40.114.000 azioni ordinarie al 31 dicembre 2006), acquistate al costo medio di 21.668 euro, pari allo 0,88 % del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2002-2005 e 2006-2008 (n. 34.521.125 azioni) e di stock grant 2003 - 2005 (n. 902.800 azioni).

Il decremento di n. 4.690.075 azioni proprie al servizio dei piani di stock grant - stock option si analizza come segue:

	Stock option	Stock grant	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2006	38.240.400	1.873.600	40.114.000
- diritti esercitati	(3.028.200)	(966.000)	(3.994.200)
- diritti decaduti	(691.075)	(4.800)	(695.875)
	(3.719.275)	(970.800)	(4.690.075)
Numero azioni al 31 dicembre 2007	34.521.125	902.800	35.423.925

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option e stock grant sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 7.207 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 6.193 milioni di euro al 31 dicembre 2007. 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 193 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

Il decremento di 55 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (35 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (20 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,03 milioni di euro) a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option e stock grant a dirigenti del Gruppo Eni. L'Assemblea del 24 maggio 2007 ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi e per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.108 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*: 119 milioni di euro con un incremento di 35 milioni di euro dovuto alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni

proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);

- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986*: 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. La riserva conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,03 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di 27 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile legge 488/1992*: 26 milioni di euro. Tale riserva è vincolata al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativa al progetto di ammodernamento raffineria di Taranto. La riserva è disponibile per la sola copertura perdite;

- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 1 milione di euro. Tale riserva è vincolata per un importo corrispondente alle quote residue di ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono (v. "Altre riserve di utili disponibili - Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili 8.218 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile*: 7.109 milioni di euro con un incremento di 1.243 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2006 di 1.227 milioni di euro; (ii) alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" di 20 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (iii) all'imputazione di 18 milioni di euro in contropartita al conto economico del costo di competenza di esercizio delle *stock option* e delle *stock grant* assegnate nel periodo 2004-2007; (iv) alla differenza positiva di 9 milioni di euro realizzata tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate nel corso del 2007 da parte dei dirigenti del Gruppo Eni. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal disavanzo di fusione di 22 milioni di euro relativo all'incorporazione della Napoletana Gas Clienti SpA;

- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 411 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. Tale riserva aumenta di 4 milioni di euro per la liberazione della parte vincolata a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono (2 milioni di euro) e per la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dall'ultimo bilancio della società incorporata Siciliana Gas Clienti SpA (2 milioni di euro);

- *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*: 604 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) 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 Fopdipre 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 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 e Enifin. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 2.199 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro per azione deliberato il 20 settembre 2007 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso le imposte potenziali dovute sarebbero pari a 1.210 milioni di euro.

Le riserve che possono essere vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 15.363 milioni di euro e riguardano essenzialmente la riserva disponibile (7,1 miliardi di euro) la riserva per acquisto di azioni proprie (6,5 miliardi di euro)³, la riserva da avanzo di fusione (0,6 miliardi di euro) e la riserva legale (1 miliardo di euro). Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 7,9 miliardi di euro e riguardano in particolare la riserva disponibile e la riserva da avanzo di fusione.

28 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 50.162 milioni di euro (46.783 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006			31.12.2007 ^(a)		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	7.891	31.315	39.206	15.055	27.204	42.259
Imprese collegate e a controllo congiunto	5.799	887	6.686	5.989	897	6.886
Proprio		485	485		792	792
Altri		406	406		225	225
Totale	13.690	33.093	46.783	21.044	29.167	50.162

(a) A seguito della fusione dell'Enifin SpA, i rapporti di garanzia tra Eni e la società incorporata non sono più validi e pertanto sono eliminati. Ad esempio, si sono estinte le garanzie rilasciate nell'interesse di Enifin SpA a favore di banche per affidamenti alla stessa concessi (22.290 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Per effetto dell'operazione sopra descritta e in coerenza con le attività svolte dalla Società, le garanzie rivenienti dalla fusione di Enifin sono state attribuite alla Corporate.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di 15.055 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 14.979 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 2007 ammonta a 11.026 milioni di euro;
- per 41 milioni di euro le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti concessi alla Snam Rete Gas SpA (50,04% Eni). Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo è nullo;
- per 35 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Syndial SpA.

(3) Il vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lettera b) del D.P.R. n. 917/1986 già apposto (0,7 miliardi di euro) è stato attribuito idealmente alla riserva per azioni proprie in portafoglio.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 5.989 milioni di euro sono relative essenzialmente:

- per 5.870 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 770 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 119 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 44 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di 27.204 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 10.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.849 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo è di 3.210 milioni di euro;
- per 3.669 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 (2.388 milioni di euro), Refining & Marketing (700 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (391 milioni di euro), Gas & Power (166 milioni di euro) e Petrochimica (23 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo è di 3.573 milioni di euro;
- per 3.231 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 2007 è pari al valore nominale;
- per 3.154 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 2007 ammonta a 3.067 milioni di euro;
- per 1.257 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- per 951 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 268 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigáz Zrt (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigáz Zrt dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari a 134 milioni di euro;
- per 259 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 55 milioni di euro la responsabilità in solido di Eni SpA nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato, in base alla legge n. 549/1995, derivante dall'acquisto a norma dell'articolo 43-ter del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602, di crediti IRPEC da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne l'Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria (in particolare Stocchaggi Gas Italia SpA, 28 milioni di euro, Snam Rete Gas SpA, 13 milioni di euro, Snamprogetti SpA, 9 milioni di euro);
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (99,99% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 25 milioni di euro;
- per 29 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska AS nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore dell'Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 26 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 897 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 677 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 2007 ammonta a 368 milioni di euro;
- per 71 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- le controgaranzie di *performance* di 61 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e 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 2007 corrisponde al valore nominale;
- le lettere di *patronage* di 60 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 15 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 2007 è pari al valore nominale;
- la lettera di *patronage* di 13 milioni di euro (definita nell'ambito dell'operazione di scissione parziale dell'Italgas SpA), rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Italgas SpA in favore di banche a fronte di finanziamenti a lungo termine concessi alla Setgas SA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 792 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- le manleva a favore di banche (587 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. L'impegno effettivo è pari a 574 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore della Commissione Europea in relazione alla ammenda inflitta dalla stessa per possibili violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE⁴. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 225 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 204 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 2007 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Impegni^(a)		
Altri	205	197
	205	197
Rischi	123	139
	328	336

(a) A seguito dell'adozione dei principi contabili internazionali IFRS, gli impegni relativi ai contratti derivati sono esposti nelle note n. 7 e 21 e l'informativa sui beni in *leasing* operativo è esposta nella nota n. 30 delle Note al bilancio di esercizio.

Gli altri impegni di 197 milioni di euro riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2007 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 177 milioni di euro (102 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 39 milioni di euro come impegno economico).

I rischi di 139 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.

(4) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, con le specifiche di seguito indicate, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Nel corso dell'esercizio sono state emesse le nuove "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" con l'obiettivo di realizzare un testo unitario dedicato alla trattazione organica e coordinata delle *policy* in materia di rischi finanziari, al fine di permettere una più agevole comunicazione, consultazione e manutenzione delle stesse. Le nuove "Linee Guida" tengono conto dei cambiamenti di struttura organizzativa intervenuti (incorporazione di Enifin dal 1° gennaio 2007, costituzione dell'Eni Trading & Shipping SpA) e delle esigenze di integrazioni relative ad alcune tipologie di rischio.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center SA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") e, limitatamente alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping SpA. In particolare Eni e Eni Coordination Center SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; è fatto divieto alle Divisioni e Società del Gruppo di richiedere l'esecuzione di operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e rischio di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa, che, dato il modello organizzativo accentrativo, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio.

Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguitamento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguitamento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio.

I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguitamento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguitamento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *Business Unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio precedente, che erano in capo ad Enifin); per quanto attiene al rischio *commodity* sono riportati i valori di *VaR* registrati dalle Divisioni di Eni SpA (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

In considerazione del modello di finanza centralizzata sopra descritto che è basato, oltre che sulla Finanza Eni Corporate, anche sulle altre Strutture di Finanza Operativa (Eni Coordination Centre e Banque Eni) e su Eni Trading & Shipping per i derivati su *commodity*, per una analisi complessiva del rischio in termini di *VaR* si rinvia a quanto indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(milioni di euro)	2006				2007			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	0,96	0,06	0,37	0,68	3,98	0,13	0,56	2,55
Tasso di cambio	0,85	0,01	0,17	0,17	0,44	0,01	0,11	0,10

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(milioni di dollari)	2006				2007			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	16,16	3,66	7,70	6,72	18,02	1,49	5,96	6,52
Area Gas & Power	42,15	17,18	27,15	21,16	54,20	18,66	32,49	24,82

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. L'esposizione massima al rischio di credito è espressa dal valore di iscrizione delle attività finanziarie.

La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, attraverso l'uso di score rappresentativi dei livelli di rischio.

Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento alle sopra indicate "Linee Guida", in base alle quali sono state definite le caratteristiche, basate principalmente sul *rating*, dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 31 dicembre 2007 e 2006 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvenza che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a m/l termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a m/l termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità, e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrativo i rapporti con le controparti bancarie. 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. Le *policy* sono orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguito il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito, attraverso una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare con linee bancarie *committed*) e/o la creazione di riserve di liquidità.

Le passività finanziarie a lungo termine non attualizzate, comprensive delle quote a breve termine e della quota interessi da pagare sulla base delle condizioni contrattuali in essere al 31 dicembre 2007, si analizzano per scadenza come segue:

(milioni di euro)	Anni di scadenza					
	2008	2009	2010	2011	2012	Oltre
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	579	632	1.218	477	4.383	3.577
Totale	579	632	1.218	477	4.383	3.577

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(milioni di euro)	31.12.2007		
	valore di iscrizione	conto economico	patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:			
- Strumenti derivati non di copertura	(1.489)	(1.473)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:			
- Titoli	20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato			
- Crediti commerciali e altri crediti	8.051	(132)	
- Crediti finanziari	14.931	1.998	
- Debiti commerciali e altri debiti	(6.752)	153	
- Debiti finanziari	(8.666)	(1860)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- **Crediti commerciali e altri crediti:** il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- **Titoli iscritti nelle attività non correnti:** il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato;
- **Altre attività finanziarie non correnti:** il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- **Altre attività non correnti:** il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- **Debiti commerciali e altri debiti:** il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- **Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine:** il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- **Altre passività non correnti:** il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

(milioni di euro)	31.12.2006		31.12.2007	
	valore contabile	valore di mercato	valore contabile	valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo			25	25
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	21	21	7.626	7.626
Altre attività non correnti	79	79	92	92
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	29	29	23	23
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.431	2.447	8.666	8.716
Altre passività non correnti	437	437	452	452

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, l'impresa ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

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 cl di *take or pay*, sono indicati nell'"Andamento operativo – Gas & Power – Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di *ship or pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno derivante dalla garanzia di 226 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva, avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009;
- 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 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di US dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale di Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited - Bermuda;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleva dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle 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, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA), austriaco (Rheinische Ölleitungs GmbH - 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesco (Agip Deutschland GmbH - 94,90% Eni International BV) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni SpA), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;

- gli impegni derivanti dalle *"Letter of Undertaking"* sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due *partner* si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di *ship or pay* con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i confezioni/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
- ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
 - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
 - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
 - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
 - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
 - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
 - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, il decreto 24 febbraio 2006 del Ministro dell'Ambiente ha assegnato a Eni permessi di emissione pari a 16,1 milioni di tonnellate di CO₂ per il triennio 2005-2007 (circa 5,4 milioni di tonnellate per ogni anno del triennio). A seguito della realizzazione dei progetti di riduzione delle emissioni, in particolare per la cogenerazione di energia elettrica e vapore con cicli combinati ad alta efficienza nelle raffinerie, nell'esercizio 2007 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni incluse nel decreto sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

 **Ricavi**

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

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica di 47.810 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	53.005	47.808
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(14)	7
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(4)	(5)
	52.987	47.810

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 47.808 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Gas naturale e GPL	20.446	18.316
Prodotti petroliferi	18.795	17.698
Greggi	12.676	7.970
Energia elettrica e utility	25	2.715
Vettoriamento gas su tratte estere	151	159
Gestione sviluppo sistemi informatici	83	59
Gestione energia	38	35
Altre vendite e prestazioni	791	856
	53.005	47.808

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (18.316 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 15.193 milioni di euro (56,09 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 2.525 milioni di euro (11,84 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 598 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (17.698 milioni di euro) riguardano le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (5.909 milioni di euro), in particolare ad AgipFuel SpA (2.438 milioni di euro), le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (5.624 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.878 milioni di euro), le vendite sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei *surplus* di raffineria (1.379 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.908 milioni di euro).

I ricavi da vendita di greggi (7.970 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti sia dalle disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia sia dall'attività di commercializzazione (v. il capitolo della relazione sulla gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

I ricavi da energia elettrica e utility (2.715 milioni di euro) subiscono un forte aumento rispetto all'esercizio 2006 per effetto della scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, trading e risk management" di EniPower SpA in favore di Eni SpA e riguardano le vendite di energia elettrica e utility a terzi (2.207 milioni di euro) e a società controllate e collegate in Italia (508 milioni di euro).

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (159 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di diritti sulla capacità di trasporto di gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (59 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 (35 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (856 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (403 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (77 milioni di euro), i riaddebiti di gas alle società di trasporto (55 milioni di euro), le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (61 milioni di euro) e di trasporto (31 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2006	2007
Accise	(10.210)	(9.801)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi	(2.346)	(2.300)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito	(1.475)	(1.502)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(132)	(98)
	(14.163)	(13.701)

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 34 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 168 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Locazioni, affitti e noleggi	75	65
Proventi per attività in joint venture	38	36
<i>Emission Trading</i>		5
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	7
Altri proventi	62	55
	186	168

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

■ 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 di 42.706 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41.352	34.846
Costi per servizi	6.379	7.045
Costi per godimento di beni di terzi	570	624
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	275	198
Variazione rimanenze	(534)	(211)
Altri oneri	206	204
	48.248	42.706

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 34.846 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2006	2007
Materie prime e sussidiarie	22.078	18.018
Gas naturale	13.930	12.193
Prodotti	3.654	2.755
Semilavorati	1.579	1.773
Materiali e materie di consumo	445	329
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(324)	(212)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(10)
	41.352	34.846

I costi per materie prime e sussidiarie riguardano essenzialmente l'acquisto di greggio; i costi dei prodotti riguardano principalmente l'acquisto di prodotti petroliferi; i costi per semilavorati riguardano principalmente l'acquisto di nafta.

I costi per servizi di 7.045 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2006	2007
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.656	2.610
Compensi di lavorazione	837	822
Progettazione e direzione lavori	366	619
<i>Tolling fee</i> per contratto d'affitto ramo Power		494
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	393	447
Trasporti e movimentazioni	472	417
Trasporto e distribuzione di energia elettrica		356
Manutenzioni	312	330
Costi di vendita diversi	327	327
Consulenze e prestazioni professionali	196	251
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	216	215
Servizi di modulazione e stoccaggio	259	206
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	108	159
Viaggi, missioni e altri	111	124
Postali, telefoniche e ponti radio	94	107
Magazzinaggi, transiti e depositi	96	83
Servizi portuali e aeroportuali	68	57
Somministrazioni diverse	199	52
Servizi amministrativi	52	52
Servizi trattamento rifiuti	43	41
Assicurazioni	50	38
Servizi protezione acque	43	38
Lettura contatori, recapito ed esazione bollette e altri costi di vendita diversi	20	24
Servizi ambientali	26	25
Servizi di vigilanza e guardiania	21	19
Servizi di rigassificazione	17	12
Altri	159	195
	7.141	8.120
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(678)	(989)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(84)	(86)
	6.379	7.045

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 121 milioni di euro.

I costi per godimento di beni di terzi di 624 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2006	2007
Canoni per beni in <i>leasing</i> operativo	316	290
Royalties su prodotti estratti	163	186
Noleggi	84	125
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	24	32
	587	633
a dedurre:		
Costi per godimento di beni di terzi per investimenti	(14)	(7)
Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costi godimento di beni di terzi	(3)	(2)
	570	624

I canoni relativi a *leasing* operativi ammontano a 290 milioni di euro. I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 191 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totali	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	366	74	64	54	54	54	66
Altri	49	22	17	9	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di <i>leasing</i> non annullabili	415	96	81	63	55	54	66

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 198 milioni di euro riguardano principalmente gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti e accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ambientali, parzialmente compensati da alcuni utilizzi di fondi per esuberanza.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 23 cui si rinvia.

La variazione positiva delle rimanenze di 211 milioni di euro riguarda essenzialmente il maggior valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi per effetto dell'incremento dei prezzi, in parte assorbito dalla diminuzione delle quantità di gas.

Gli altri oneri di 205 milioni di euro riguardano in particolare le imposte indirette e tasse (77 milioni di euro), l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (28 milioni di euro) e le perdite su crediti commerciali (17 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Salari e stipendi	652	688
Oneri sociali	204	209
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	72	44
Costi personale in comando	16	38
Altri costi	109	89
	1.053	1.068
a dedurre:		
- provventi relativi al personale	(73)	(72)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(45)	(43)
- ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costo lavoro	(3)	(3)
	932	950

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	31.12.2006	31.12.2007
Dirigenti	538	623
Quadri	3.416	3.770
Impiegati	6.173	6.471
Operai	1.539	1.540
	11.666	12.404

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria.

I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock grant* e *stock option* di 16 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2007 rimangono in essere impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 902.800 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 2.500 azioni con un *fair value* di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n. 1.700 azioni con un *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 898.600 azioni con un *fair value* di 20,08 euro per azione.

Al 31 dicembre 2007 sono state assegnate n. 17.699.625 opzioni per l'acquisto di n. 17.699.625 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 107.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 281.400 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 1.124.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 3.812.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione, all'assegnazione 2006 per n. 6.467.775 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione e all'assegnazione 2007 per n. 5.906.950 azioni con un prezzo di esercizio di 27,451 euro per azione.

Al 31 dicembre 2007 la vita utile media residua delle opzioni è di 2 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2006 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2007.

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 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

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

Informazioni relative ai compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 35, cui si rinvia.