



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL QUARTO TRIMESTRE E DEL PRECONSUNTIVO 2006

UTILE E CASH FLOW RECORD

- **Dividendo proposto: €1,25 per azione (+13,6%) di cui €0,60 già distribuiti come acconto**
- **Utile netto *adjusted*: €2,35 miliardi nel quarto trimestre (-1,7%) e €10,41 miliardi nel 2006 (+12,5%)**
- **Utile netto: €1,52 miliardi nel quarto trimestre (-27,8%) e €9,22 miliardi nel 2006 (+4,9%)**
- **Cash flow: €1,78 miliardi nel quarto trimestre e €17 miliardi nel 2006**
- **Redditività complessiva per gli azionisti^(a): 14,8% nel 2006**
- **Produzione di idrocarburi: stabile nel trimestre; +2% nell'anno**
- **Vendite di gas in Europa: -1,5% nel quarto trimestre; +4% nell'anno**

San Donato Milanese, 23 febbraio 2007 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri sera i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2006 (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“È stato un anno record grazie al continuo miglioramento della nostra performance operativa e ai progressi fatti nell'attuazione della nostra strategia in un mercato favorevole. Sono particolarmente soddisfatto della redditività complessiva conseguita per i nostri azionisti nel 2006 che, al 14,8%, è tra le più alte del settore. Il nostro approccio disciplinato alla crescita è alla base dei nostri eccellenti risultati che assicurano nel lungo termine rendimenti attrattivi per i nostri azionisti”.

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
Risultati economici (milioni di euro)							
4.396	4.828	3.957	(10,0)	Utile operativo	16.827	19.327	14,9
4.931	5.127	4.776	(3,1)	Utile operativo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	17.558	20.490	16,7
2.105	2.422	1.520	(27,8)	Utile netto ⁽²⁾	8.788	9.217	4,9
0,56	0,66	0,41	(26,6)	- per azione (€) ⁽³⁾	2,34	2,49	6,6
1,34	1,67	1,06	(20,4)	- per ADS (\$) ⁽³⁾⁽⁴⁾	5,81	6,26	7,7
2.396	2.620	2.355	(1,7)	Utile netto <i>adjusted</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	9.251	10.412	12,5
0,64	0,71	0,64		- per azione (€) ⁽³⁾	2,46	2,81	14,4
1,52	1,81	1,65	8,4	- per ADS (\$) ⁽³⁾⁽⁴⁾	6,12	7,07	15,5

(1) Per la definizione e la riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted*, che esclude l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag 19.

(2) Utile di competenza Eni.

(3) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(4) Un ADS rappresenta 2 azioni.

(a) La redditività complessiva per l'azionista (*Total Shareholder Return*) misura il rendimento complessivo di un'azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

Highlight finanziari

Quarto trimestre 2006

- L'utile netto *adjusted* (€2,35 miliardi) registra una lieve flessione (-1,7%) rispetto al quarto trimestre 2005. L'utile operativo *adjusted* di €4,78 è diminuito del 3,1% per effetto dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'8,5% dell'euro rispetto al dollaro, dei maggiori costi di ricerca esplorativa e della debole *performance* dell'attività di raffinazione, a fronte del buon andamento dei settori Gas & Power e Petrolchimica;
- L'indebitamento finanziario netto è aumentato di €2,91 miliardi per effetto dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €2,94 miliardi, al pagamento dell'acconto sul dividendo 2006 di €2,21 miliardi e all'acquisto di 4,33 milioni azioni proprie al costo di €105 milioni, a fronte del flusso di cassa netto da attività di esercizio⁵ di €1,78 miliardi e delle differenze positive di cambio.

Esercizio 2006

- Ricavi a €86,10 miliardi (+16,8%);
- l'utile netto *adjusted* (€10,41 miliardi) è aumentato del 12,5% per effetto della migliore *performance* operativa (+16,7% l'utile operativo *adjusted* a €20,49), parzialmente assorbita dalla crescita di 2,7 punti percentuali del *tax rate adjusted* di Gruppo (dal 46% al 48,7%);
- il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €17 miliardi ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €7,83 miliardi, alla distribuzione di €5,85 miliardi agli azionisti sotto forma di dividendi e di acquisto di azioni proprie nonché, unitamente alle differenze positive di cambio, di ridurre l'indebitamento finanziario netto di €3,71 miliardi;
- acquisto azioni proprie: nell'anno sono state acquistate 53,13 milioni di azioni proprie al costo di €1.241 milioni. Dall'inizio del programma di *buy-back*, sono state acquistate, al costo di €5.512 milioni, 335 milioni di azioni proprie, comportando la riduzione di circa l'8% del numero delle azioni in circolazione e l'incremento di pari ammontare dell'EPS del 2006;
- il *leverage*⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto⁶ e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – si riduce dallo 0,27 al 31 dicembre 2005 allo 0,16 al 31 dicembre 2006;
- la redditività del capitale investito (ROACE)⁶ calcolata su base *adjusted* raggiunge il 22,7% (20,5% nel 2005).

Dividendo 2006

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti, la distribuzione di un dividendo di €1,25 per azione⁷ (€1,10 nel 2005, +13,6%), di cui €0,60 distribuiti nell'ottobre 2006 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,65 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 21 giugno 2007 con stacco cedola il 18 giugno 2007.

⁵ V. *disclaimer* alla fine di questa sezione.

⁶ In questo comunicato apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per il *leverage* e l'indebitamento finanziario netto v. pag. 28; per il ROACE v. pag. 29.

⁷ Al dividendo non compete alcun credito di imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
Principali indicatori operativi							
1.806	1.709	1.796	(0,6)	Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)	1.737	1.770	1,9
27,52	18,91	27,11	(1,5)	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	93,81	97,52	4,0
1,38	1,37	1,49	8,0	- di cui vendite upstream	5,82	5,62	(3,4)
Vendite di prodotti petroliferi							
3,11	3,27	3,13	0,6	rete Europa a marchio Agip (milioni di tonnellate)	12,42	12,48	0,5
6,07	6,33	6,07		Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	22,77	24,82	9,0

Quarto trimestre 2006

- Produzione di idrocarburi: 1,8 milioni di boe/giorno, sostanzialmente stabile rispetto al quarto trimestre 2005, nonostante l'effetto della perdita della produzione del giacimento Dación in Venezuela (-61 mila barili/giorno), a causa della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato (PDVSA) del contratto di servizio con effetto dal 1° aprile 2006. In particolare la produzione è aumentata in Libia, Kazakhstan e Golfo del Messico;
- volumi venduti di gas naturale in Europa: 27,11 miliardi di metri cubi, in diminuzione dell'1,5% per effetto del clima particolarmente mite che ha penalizzato le vendite sul mercato domestico; tale riduzione è stata parzialmente compensata dal *build-up* delle forniture di gas libico e dalla crescita nei mercati *target*;
- scenario favorevole caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent (+5%) e dei margini di commercializzazione del gas naturale e dei prodotti petrolchimici, i cui effetti positivi sono stati parzialmente attenuati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (8,5%) e dalla rilevante flessione dei margini di raffinazione (-56,8% il margine di raffinazione Brent), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati.

Esercizio 2006

- Produzione di idrocarburi: 1,77 milioni di boe/giorno, in crescita dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione del giacimento Dación (-46 mila barili/giorno) e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement* (PSA)⁸ e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile (-21 mila barili/giorno). Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il *target* di crescita del 3% rispetto al 2005. In particolare la produzione è aumentata in Libia, Angola ed Egitto;
- riserve certe di idrocarburi: 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,93 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale;
- volumi venduti di gas naturale in Europa: 97,52 miliardi di metri cubi, in crescita del 4% per effetto essenzialmente del *build-up* delle forniture di gas libico e della crescita nei mercati *target*;
- attività esplorativa: sono stati investiti €1.348 milioni (+106% rispetto al 2005) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa, con il completamento di 68 pozzi esplorativi (36 in quota Eni) oltre a 26 pozzi in *progress* a fine esercizio e un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni), e l'acquisizione di nuove aree esplorative per un'estensione di circa 152.000 chilometri quadrati (99% in qualità di operatore).

⁸ Nei *Production Sharing Agreement* la compagnia petrolifera di Stato (committente) incarica la compagnia petrolifera internazionale (contrattista) di eseguire lavori di esplorazione e produzione. In caso di successo il contrattista, che si assume il rischio minerario e finanziario dell'iniziativa, recupera gli investimenti e i costi sostenuti nell'anno con una quota di produzione (*Cost Oil*) che varia al variare del prezzo del petrolio. Inoltre in alcuni contratti la variazione del prezzo influenza anche la quota di produzione destinata alla remunerazione del contrattista (*Profit Oil*). Analoghi effetti si producono nei contratti di *buy-back*.

Evoluzione prevedibile della gestione

Eni rappresenterà le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2007-2010 oggi alle ore 15:00.

Le previsioni sull'andamento nel 2007 sono positive; in particolare le produzioni e le vendite dei principali settori di attività Eni avranno il seguente andamento:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** sullo stesso livello del 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), per effetto del declino produttivo dei giacimenti maturi in Italia e Mare del Nord compensato dall'aumento in Libia per il *build-up* del Western Lybia Gas Project;
- **volumi venduti di gas naturale in Europa:** in aumento rispetto al 2006 (97,52 miliardi di metri cubi nel 2006) per effetto dell'incremento atteso nei mercati *target* del resto d'Europa, in particolare, Penisola Iberica, Germania, Austria e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in leggero aumento rispetto al 2006 (24,82 terawattora nel 2006) per effetto dell'entrata a regime dei gruppi di potenza della centrale di Brindisi e dello *start-up* atteso della centrale di Ferrara;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, il cui impatto sarà compensato dalle maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Gela, di Livorno e di Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in aumento rispetto al 2006 (12,48 milioni di tonnellate nel 2006) sia in Italia, in relazione alle azioni commerciali programmate, sia nel resto d'Europa in relazione all'acquisto di stazioni di servizio nei mercati *target*.

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici in crescita rispetto al 2006 (€7,83 miliardi nel 2006). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* delle strutture di raffinazione e della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e di trasporto del gas naturale.

Disclaimer

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

In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all’andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l’utile operativo e la variazione dell’indebitamento finanziario netto del quarto trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.it

Investor Relations

Casella e-mail: investor.relations@eni.it

Tel.: +39 0252051651 - **fax:** +39 0252031929

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: ufficiostampa@eni.it

Tel.: +39 0252031287 - +39 0659822040

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i. v.

Registro Imprese di Roma, c. f. 00484960588

Tel. +39-0659821 - **Fax** +39-0659822141

* * *

Il presente comunicato e il Preconsuntivo 2006, non sottoposto a revisione contabile, sono anche disponibili sul sito Internet Eni all’indirizzo www.eni.it.

Sintesi dei risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2006

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
21.506	20.366	21.416	(0,4)	Ricavi della gestione caratteristica	73.728	86.105	16,8
4.396	4.828	3.957	(10,0)	Utile operativo	16.827	19.327	14,9
(209)	82	341		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.210)	88	
744	217	478		Esclusione <i>special item</i> :	1.941	1.075	
290	21	182		di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	290	206	
454	193	296		- Altri <i>special item</i>	1.651	869	
4.931	5.127	4.776	(3,1)	Utile operativo adjusted	17.558	20.490	16,7
2.105	2.422	1.520	(27,8)	Utile netto di competenza Eni	8.788	9.217	4,9
(131)	30	213		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(759)	33	
422	168	622		Esclusione <i>special item</i> :	1.222	1.162	
290	19	199		di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	290	218	
132	149	423		- Altri <i>special item</i>	932	944	
2.396	2.620	2.355	(1,7)	Utile netto adjusted di competenza Eni	9.251	10.412	12,5
102	90	178	74,5	Utile netto di competenza di terzi azionisti	459	606	32,0
2.498	2.710	2.533	1,4	Utile netto adjusted per settore di attività:⁽¹⁾	9.710	11.018	13,5
1.572	1.958	1.304	(17,0)	Exploration & Production	6.186	7.279	17,7
640	472	873	36,4	Gas & Power	2.552	2.862	12,1
221	257	115	(48,0)	Refining & Marketing	945	629	(33,4)
64	4	141	120,3	Petrochimica	227	174	(23,3)
118	117	131	11,0	Ingegneria e Costruzioni	328	400	22,0
(90)	(94)	(85)	(5,6)	Altre attività	(297)	(301)	(1,3)
(46)	(16)	57	..	Corporate e società finanziarie	(142)	54	..
19	12	(3)	..	Utili interni ⁽²⁾	(89)	(79)	11,2
2.498	2.710	2.533	1,4	Utile netto di competenza Eni	9.710	11.018	13,5
0,56	0,66	0,41	(26,6)	- per azione (€)	2,34	2,49	6,6
1,34	1,67	1,06	(20,4)	- per ADS (\$):	5,81	6,26	7,7
0,64	0,71	0,64		Utile netto adjusted di competenza Eni			
1,52	1,81	1,65	8,4	- per azione (€)	2,46	2,81	14,4
				- per ADS (\$):	6,12	7,07	15,5
3.744,8	3.688,1	3.684,7	(1,6)	Numero medio ponderato			
2.072	4.555	1.780	(14,1)	delle azioni in circolazione ⁽³⁾	3.763,4	3.701,3	(1,7)
2.464	1.835	2.944	19,5	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	14.936	17.003	13,8
				Investimenti tecnici	7.414	7.833	5,7

(1) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag 19.

(2) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

(3) Interamente diluito.

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
56,90	69,49	59,68	4,9	Prezzo medio del greggio Brent dated ⁽¹⁾	54,38	65,14	19,8
1,189	1,274	1,290	8,5	Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,244	1,256	1,0
47,86	54,55	46,26	(3,3)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	43,71	51,86	18,6
5,05	4,27	2,18	(56,8)	Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	5,78	3,79	(34,4)
4,25	3,35	1,69	(60,2)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,65	3,02	(35,1)
2,3	3,2	3,6	56,5	Euribor - a tre mesi (%)	2,2	3,1	40,9
4,3	5,4	5,3	23,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,5	5,2	48,6

(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oligram.

(2) Fonte: BCE.

(3) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oligram.

Quarto trimestre

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del quarto trimestre 2006 di €1.520 milioni è diminuito di €585 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-27,8%), per effetto essenzialmente: (i) della flessione dell'utile operativo (€439 milioni, pari al 10%) dovuta all'impatto negativo dell'apprezzamento dell'8,5% dell'euro rispetto al dollaro, ai maggiori costi di ricerca esplorativa e alla debole *performance* dell'attività di raffinazione, a fronte del buon andamento dei settori Gas & Power e Petrolchimica; (ii) della crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 50,3% al 59,2%) determinata in particolare dall'impatto dell'introduzione da parte del Governo Algerino di una tassa eccezionale sui profitti delle compagnie petrolifere straniere (*windfall tax*) con efficacia 1° agosto 2006 che ha comportato maggiori imposte correnti e l'adeguamento del fondo imposte differite (complessivamente €328 milioni, di cui €149 milioni per imposte del periodo).

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** del quarto trimestre 2006, ottenuto escludendo la perdita da magazzino di €213 milioni e *special item* di €622 milioni (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a €2.355 milioni, in lieve flessione rispetto al quarto trimestre del 2005 (-1,7%).

Gli *special item* del trimestre hanno riguardato in particolare l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* algerina, le svalutazioni di *asset*, in particolare nel settore Exploration & Production e Petrolchimica, lo stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione, nonché oneri ambientali e di incentivazione all'esodo.

Risultati per settore

La flessione dell'utile netto *adjusted* del quarto trimestre 2006 è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-€268 milioni; -17%) per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa (-€386 milioni) dovuto all'impatto negativo del cambio e ai maggiori costi di ricerca esplorativa, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori prezzi di realizzo in dollari (petrolio +5%; gas naturale +11,2%);
- **Refining & Marketing** (-€106 milioni; -48%) dovuto essenzialmente al peggioramento della *performance* operativa (-€231 milioni) penalizzata in particolare dall'andamento negativo dello scenario di raffinazione (-2,87 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 56,8%) e del cambio, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal beneficio derivante dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati. Il risultato dell'attività commerciale Italia è diminuito a causa del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento.

Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* nei settori:

- **Gas & Power** (+€233 milioni; +36,4%), dovuto essenzialmente al parziale utilizzo del fondo stanziato nel bilancio 2005 a fronte della stima effettuata allora dell'impatto del regime tariffario della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché alla migliore *performance* operativa determinata dall'aumento dei margini di vendita del gas, in relazione all'andamento del cambio euro vs. dollaro e dei parametri energetici, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (-0,5 miliardi di metri cubi, pari al 2%) e dei volumi distribuiti a causa dell'effetto climatico. All'incremento dell'utile netto *adjusted* ha contribuito anche il miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto;
- **Petrolchimica** (+€77 milioni; +120,3%), dovuto essenzialmente alla migliore *performance* operativa (+€80 milioni) connessa alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti.

Esercizio

Risultati di Gruppo

Nel 2006 Eni ha conseguito l'**utile netto record** di €9.217 milioni, in aumento di €429 milioni rispetto al 2005 (+4,9%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa (+€2.500 milioni), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 46,8% al 51,8%). L'aumento del *tax rate* ha riguardato in particolare il settore Exploration & Production a causa: (i) dell'introduzione da parte del Governo dell'Algeria della *windfall tax* con efficacia 1° agosto 2006 (impatto €328 milioni, di cui €149 milioni per imposte del periodo); (ii) dell'introduzione da parte del Governo del Regno Unito di un *supplemental tax rate* sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (impatto €198 milioni, di cui €107 milioni per imposte del periodo).

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** del 2006, ottenuto escludendo la perdita da magazzino di €33 milioni e *special item* di €1.162 milioni (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a €10.412 milioni con un aumento di €1.161 milioni, pari al 12,5% rispetto al 2005.

Gli *special item* dell'anno hanno riguardato essenzialmente le svalutazioni di *asset* in particolare nel settore Exploration & Production, oneri ambientali e di incentivazione all'esodo, lo stanziamento di oneri a fronte dei provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione, nonché l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* algerina e del *supplemental tax rate* del Regno Unito.

La **redditività del capitale investito** (ROACE) calcolata su base *adjusted* raggiunge il 22,7% (20,5 % nel 2005).

I risultati di Eni sono stati realizzati in un **contesto di mercato** caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 19,8% e dei margini di vendita dei prodotti petrolchimici, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent (-34,4%). I margini di vendita del gas naturale sono stati sostenuti dall'andamento favorevole del cambio e dello scenario dell'energia. In media annua, l'euro si è leggermente apprezzato rispetto al dollaro (+1%).

Risultati per settore

All'incremento dell'utile netto *adjusted* del 2006 hanno contribuito in particolare i settori:

- **Exploration & Production** (+€1.093 milioni; +17,7%), per effetto del miglioramento della *performance* operativa (+€2.860 milioni) connesso all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +22,4%; gas naturale +17,8%) e alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe), parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione, degli ammortamenti, dei costi di ricerca esplorativa, nonché dagli impatti del cambio e della crescita del *tax rate* (dal 51,8% al 53,9%);
- **Gas & Power** (+€310 milioni; +12,1%), per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa (+€351 milioni) che riflette in particolare l'aumento dei margini di vendita del gas per l'andamento dello scenario e il minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché la crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%) e dei volumi del trasporto estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* operativa del trasporto Italia, in relazione all'impatto del regime tariffario della delibera n.166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della distribuzione, in relazione al calo dei volumi. All'incremento dell'utile netto *adjusted* ha contribuito anche il miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto;
- **Ingegneria e Costruzioni** (+€72 milioni; +22%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa connesso al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nel settore **Refining & Marketing** (-€316 milioni; -33,4%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€424 milioni) penalizzata dall'andamento negativo dello scenario di raffinazione e del cambio, nonché dal programma di manutenzioni che ha determinato maggiori fermate delle raffinerie. Il risultato dell'attività commerciale Italia è in flessione per l'effetto del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento nel quarto trimestre.

Indebitamento finanziario netto e flusso di cassa

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2006 di €6.765 milioni è diminuito di €3.710 milioni rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente del **flusso di cassa generato dalla gestione** (€17.003 milioni), nonché degli incassi da dismissioni (€328 milioni) e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa €650 milioni). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (€7.928 milioni); (ii) al pagamento dei dividendi di €4.832 milioni, di cui €4.610 euro da parte di Eni SpA (riferiti per €2.400 milioni al saldo del dividendo 2005 e per €2.210 milioni all'acconto sul dividendo 2006) e €207 milioni da parte di Snam Rete Gas e Saipem SpA; (iii) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (€1.241 milioni), della Snam Rete Gas SpA e della Saipem SpA (€477 milioni).

Il *leverage* – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,27 al 31 dicembre 2005 allo 0,16 al 31 dicembre 2006

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2006 è aumentato di 2.915 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2006 (€3.850 milioni) per effetto essenzialmente dei fabbisogni finanziari del quarto trimestre connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni di €2.963 milioni, al pagamento dell'acconto dividendo 2006 di 2.210 milioni di euro e all'acquisto di 4,32 milioni azioni proprie al costo di €105 milioni, a fronte del flusso di cassa netto da attività di esercizio di €1.780 milioni.

Acquisto di azioni proprie

Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2006 sono state acquistate 53,13 milioni di **azioni proprie** per il corrispettivo di 1.241 milioni di euro (in media €23,35 per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 335 milioni di azioni proprie, pari all'8,36% del capitale sociale, per il corrispettivo di €5.512 milioni (in media €16,45 per azione).

Investimenti

Gli **investimenti tecnici** del 2006 ammontano a €7.833 milioni (€7.414 milioni nel 2005) e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.629 milioni), in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto e Italia e le attività di ricerca esplorativa (€1.348 milioni), in particolare in Angola, Egitto, Norvegia, Nigeria, Golfo del Messico e Italia, compresa l'acquisizione di nuove aree esplorative per un'estensione di circa 152.000 chilometri quadrati (99% in qualità di operatore);
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (€785 milioni);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (€229 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (€376 milioni) per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui l'avvio della realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (€223 milioni);
- il settore Ingegneria e Costruzioni (€591 milioni) per effetto della realizzazione di una nuova unità FPSO e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche.

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha esaminato altresì il preconsuntivo 2006 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €5.821 milioni (€6.042 milioni nel 2005⁹). La riduzione di €221 milioni è dovuta essenzialmente alla flessione dell'utile operativo, parzialmente compensata dai maggiori proventi finanziari netti e proventi netti su partecipazioni, nonché dalle minori imposte.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2006.

⁹ Il bilancio relativo all'esercizio 2005 redatto da Eni SpA ancora secondo gli *Italian GAAP* si chiude con un utile di 5.288 milioni di euro. L'utile netto di 6.042 milioni di euro deriva dal *restatement* del conto economico 2005 secondo i nuovi principi contabili internazionali (IFRS).

Exploration & Production

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
Risultati (milioni di euro)							
6.419	6.562	6.152	(4,2)	Ricavi	22.531	27.173	20,6
3.561	4.041	3.141	(11,8)	Utile operativo	12.592	15.580	23,7
				Esclusione utile di magazzino			
20	54	54		Esclusione <i>special item</i> :	311	183	
(43)	48	51		- svalutazioni	247	231	
	3	(7)		- plusvalenze nette su cessioni di asset		(61)	
6	3	10		- oneri per esodi agevolati	7	13	
57				- accantonamenti a fondo rischi	57		
3.581	4.095	3.195	(10,8)	Utile operativo adjusted	12.903	15.763	22,2
(21)	(11)	(22)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(d)	(80)	(59)	
(10)	37	(18)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(d)	10	85	
(1.978)	(2.163)	(1.851)		Imposte sul reddito ^(d)	(6.647)	(8.510)	
55,7	52,5	58,7		Tax rate adjusted	51,8	53,9	
1.572	1.958	1.304	(17,0)	Utile netto adjusted	6.186	7.279	17,7
				I risultati includono:			
1.265	1.106	1.414	11,8	- ammortamenti e svalutazioni	4.101	4.776	16,5
274	255	419	52,9	- di cui costi di ricerca esplorativa	618	1.075	73,9
1.517	1.152	1.937	27,7	Investimenti tecnici	4.965	5.203	4,8
Produzioni ^{(a)(b)}							
1.132	1.041	1.079	(4,7)	Petrolio ^(c) (migliaia di barili/giorno)	1.111	1.079	(2,9)
110	109	117	6,4	Gas naturale (milioni di metri cubi)	102	112	9,8
1.806	1.709	1.796	(0,6)	Idrocarburi (migliaia di barili/giorno)	1.737	1.770	1,9
Prezzi medi di realizzo							
52,26	65,20	54,85	5,0	Petrolio ^(c) (\$/bbl)	49,09	60,09	22,4
171,27	192,14	190,39	11,2	Gas naturale (\$/kmc)	158,94	187,25	17,8
43,53	52,21	45,53	4,6	Idrocarburi (\$/boe)	41,06	48,87	19,0
Prezzi medi dei principali marker di mercato							
56,90	69,49	59,68	4,9	Brent dated (\$/bbl)	54,38	65,14	19,8
47,86	54,55	46,26	(3,3)	Brent dated (€/bbl)	43,71	51,86	18,6
59,99	70,38	59,94	(0,1)	West Texas Intermediate (\$/bl)	56,44	66,00	16,9
432,96	214,36	235,20	(45,7)	Gas Henry Hub (\$/kmc)	311,48	238,02	(23,6)

(a) Ulteriori dati sono forniti a pag. 32

(b) Include la quota Eni della produzione di *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

(c) Include i condensati.

(d) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €3.195 milioni diminuisce di €386 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-10,8%) per effetto essenzialmente:

- dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa -€331 milioni);
- dei maggiori costi di ricerca esplorativa (€145 milioni ; €159 a cambi costanti).

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +5%; gas naturale +11,2%).

L'utile netto *adjusted* di €1.304 milioni diminuisce di €268 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-17%) per effetto, oltre che della flessione dell'utile operativo, della crescita del *tax rate adjusted* (dal 55,7% al 58,7%) determinata in particolare dall'impatto dell'introduzione da parte del Governo Algerino della *windfall tax* con efficacia dal 1° agosto 2006.

L'utile operativo *adjusted* del 2006 di €15.763 milioni è aumentato di €2.860 milioni (+22,2%), beneficiando dell'aumento dei prezzi di realizzo e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe, pari all'1,7%), a fronte dell'incremento dei costi di produzione, degli ammortamenti e dei costi di ricerca esplorativa, nonché dell'impatto del cambio.

L'utile netto *adjusted* del 2006 di €7.279 milioni è aumentato di €1.093 milioni (+17,7%) per effetto essenzialmente della migliore *performance* operativa, parzialmente compensata dall'aumento del *tax rate adjusted* (dal 51,8% al 53,9%).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €54 milioni nel quarto trimestre e di €183 milioni nel 2006 riguardano essenzialmente le svalutazioni di attività minerarie.

Gli altri *special item* del trimestre riguardano in particolare l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* introdotta dallo Stato Algerino (€179 milioni). Nel 2006 gli altri *special item* riguardano l'adeguamento del fondo imposte differite, oltre che per la modifica della fiscalità algerina, anche per l'incremento della fiscalità deciso dal Governo del Regno Unito per *supplemental tax rate* e per la definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela (complessivamente €342 milioni).

Nel quarto trimestre 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.796 mila boe è in linea rispetto al quarto trimestre 2005 (-0,6%), nonostante l'impatto della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato *Petróleos de Venezuela SA (PDVSA)* del contratto relativo alle attività minerarie di *Dación* con effetto dal 1° aprile 2006 (-61 mila boe/giorno). La crescita della produzione è dovuta essenzialmente all'entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Nigeria, Australia e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Libia, Stati Uniti e Kazakistan, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (1.079 mila barili) è aumentata essenzialmente in Libia, per effetto dell'entrata a regime di giacimenti avviati nel 2005, negli Stati Uniti per effetto del quasi completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani verificatisi nel terzo e nel quarto trimestre 2005 e in Kazakistan, per la migliore *performance* degli impianti. Le principali riduzioni hanno riguardato Venezuela e Nigeria.

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (117 milioni di metri cubi) è aumentata essenzialmente in Libia (entrata a regime di Bahr Essalam), Nigeria (entrata a regime dei treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), Australia (entrata a regime fase gas di Bayu Undan), Croazia (entrata a regime dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K). Le principali riduzioni hanno riguardato i giacimenti maturi in Italia e nel Regno Unito.

Nel 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.770 mila boe è aumentata di 33 mila boe rispetto al 2005, pari all'1,9%, nonostante gli impatti della perdita della produzione del giacimento *Dación* in Venezuela e dell'effetto prezzo nei PSA e nei contratti di *buy-back*. La crescita produttiva ha riguardato Libia, Angola ed Egitto. La produzione giornaliera di petrolio e condensati dell'anno (1.079 mila barili) è aumentata in particolare in Angola e in Libia. La produzione giornaliera di gas naturale dell'anno (112 milioni di metri cubi) è aumentata in Libia, Egitto e Nigeria, a fronte di declini produttivi in Italia.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6.436 milioni di boe (petrolio e condensati 3.481 milioni di barili; gas naturale 2.955 milioni di boe) con una riduzione di 401 milioni di boe rispetto al 2005 (-6%).

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2005		6.837
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	417	
Produzione	(646)	(229)
		6.608
Operazioni di portafoglio		(2)
Risoluzione da parte di PDVSA del contratto relativo alle attività minerarie del campo di <i>Dación</i>		(170)
Riserve certe al 31 dicembre 2006		6.436

Nel 2006 le promozioni a riserve certe sono state di 417 milioni di boe riferite a: (i) nuove scoperte ed esten-

sioni (161 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Algeria, Libia ed Egitto; (ii) miglioramenti di recupero assistito (105 milioni di boe) in particolare in Algeria, Angola, Egitto e Nigeria e (iii) revisioni di precedenti stime (151 milioni di boe) in Kazakhstan, Libia ed Egitto.

La risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato del Venezuela PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Daci3n ha determinato la riduzione delle riserve certe di 170 milioni di barili.

Nel 2006 il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe¹⁰ 3 è stato del 65% (38% *all sources*, includendo cio3 anche l'impatto della perdita delle riserve certe di Daci3n e le altre operazioni di portafoglio). La vita utile residua delle riserve 3 di 10 anni (10,8 al 31 dicembre 2005).

Considerando l'impatto degli elevati prezzi del petrolio sull'attribuzione delle riserve certe nei PSA e nei contratti di *buy-back* determinata sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 58,925 dollari/barile per il *marker* Brent, l'adozione di un prezzo normalizzato di 40 dollari/barile avrebbe comportato un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 106% in media triennale.

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2006 sono 4.059 milioni di boe (petrolio e condensati 2.144 milioni di barili; gas naturale 1.915 milioni di boe) e rappresentano il 63% delle riserve certe (stessa percentuale al 31 dicembre 2005).

¹⁰ Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe 3 il rapporto tra le promozioni a riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte pi3 riserve di quante ne siano state prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve 3 utilizzato dal *management* per valutare la capacit3 dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe iscritte in base ai criteri previsti dalla *Regulation S-X Rule 4-10* della *Security and Exchange Commission* (SEC). Il tasso di rimpiazzo delle riserve non pu3 essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perch3 l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosit3 e incertezza in relazione a una molteplicit3 di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Gas & Power

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
Risultati (milioni di euro)							
7.419	5.265	8.170	10,1	Ricavi	22.969	28.368	23,5
641	592	1.303	103,3	Utile operativo	3.321	3.802	14,5
(32)	(6)	(41)		Esclusione utile di magazzino	(127)	(67)	
281	33	7		Esclusione <i>special item</i>	337	147	
0				di cui:			
290	24	(2)		Oneri (proventi) non ricorrenti	290	22	
(9)	9	9		Altri <i>special item</i>	47	125	
1				- svalutazioni	1	51	
3	3	2		- oneri ambientali	31	44	
3	5	15		- oneri per esodi agevolati	8	37	
(16)	1	(8)		- altro	7	(7)	
890	619	1.269	42,6	Utile operativo adjusted	3.531	3.882	9,9
516	186	832	61,2	Mercato e distribuzione	1.777	2.062	16,0
254	230	286	12,6	Trasporto Italia	1.162	1.087	(6,5)
109	140	144	32,1	Trasporto Estero	448	579	29,2
11	63	7	(36,4)	Generazione elettrica	144	154	6,9
13	6	(1)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	37	16	
76	100	97		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	370	489	
(339)	(253)	(492)		Imposte sul reddito ^(a)	(1.386)	(1.525)	
34,6	34,9	36,0		Tax rate adjusted (%)	35,2	34,8	
640	472	873	36,4	Utile netto adjusted	2.552	2.862	12,1
411	311	453	10,2	Investimenti tecnici	1.152	1.174	1,9
Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)							
15,67	9,39	14,25	(9,1)	Italia a terzi *	52,47	51,10	(2,6)
1,47	1,5	1,55	5,4	Autoconsumi *	5,54	6,13	10,6
7,04	5,31	7,98	13,4	Resto d'Europa *	23,44	27,77	18,5
0,22	0,27	0,12	(45,5)	Extra Europa	1,17	0,76	(35,0)
24,40	16,47	23,90	(2,0)	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	82,62	85,76	3,8
2,05	1,62	1,97	(3,9)	Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	7,08	7,65	8,1
0,03	0,00	0,01	...	Italia *	0,07	0,02	(71,4)
1,93	1,34	1,83	(5,2)	Resto d'Europa *	6,47	6,88	6,3
0,09	0,28	0,13	44,4	Extra Europa	0,54	0,75	38,9
26,45	18,09	25,87	(2,2)	Totale vendite e autoconsumi gas naturale	89,70	93,41	4,1
27,52	18,91	27,11	(1,5)	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	93,81	97,52	4,0
26,14	17,54	25,62	(2,0)	G&P in Europa	87,99	91,90	4,4
1,38	1,37	1,49	8,0	Upstream in Europa *	5,82	5,62	(3,4)
22,05	19,02	22,45	1,8	Trasporto di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)	85,10	87,99	3,4
14,75	12,09	14,97	1,5	Eni	54,88	57,09	4,0
7,30	6,93	7,48	2,5	Terzi	30,22	30,90	2,3
6,07	6,33	6,07	0,0	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	22,77	24,82	9,0

(a) Escludono gli *special item*.

(*) I segmenti di mercato correddati dall'asterisco confluiscono nella voce "G&P in Europa".

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €1.269 milioni è aumentato di €379 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (+42,6%) per effetto essenzialmente:

- del parziale utilizzo del fondo stanziato nel bilancio 2005 a fronte della stima effettuata allora dell'impatto del regime tariffario¹¹;
- dell'incremento dei margini di vendita del gas naturale in relazione all'andamento del cambio euro vs. dollaro e dei parametri energetici.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (-0,5 miliardi di metri cubi, pari al 2%) e dei volumi distribuiti a causa dell'effetto climatico.

L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre di €873 milioni è aumentato di €233 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (+36,4%) per effetto, oltre che dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*, dei maggiori utili delle società partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto, in particolare Unión Fenósa Gas.

L'utile operativo *adjusted* dell'anno di €3.882 milioni è aumentato di €351 milioni rispetto al 2005 (9,9%) per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori margini di vendita del gas naturale per effetto essenzialmente dell'andamento favorevole dei parametri energetici; (ii) del minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iii) della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi pari al 3,8%), della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 9%), nonché dei volumi del trasporto estero per l'entrata a regime del gasdotto libico GreenStream. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* operativa del trasporto Italia, in relazione all'impatto del regime tariffario della delibera n.166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dalla flessione dei volumi distribuiti, nonché dai maggiori costi di approvvigionamento dell'emergenza climatica del primo trimestre 2006.

L'utile netto *adjusted* dell'anno di €2.862 milioni è aumentato di €310 milioni rispetto al 2005 (+12,1%), beneficiando altresì del miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €7 milioni del quarto trimestre riguardano essenzialmente oneri per incentivazione all'esodo.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €147 milioni dell'anno comprendono anche svalutazioni di attività immateriali, accantonamenti ambientali e oneri non ricorrenti relativi a sanzioni comminate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Gli altri *special item* hanno riguardato essenzialmente la quota di competenza Eni della plusvalenza rilevata dalla Galp Energia SGPS SA sulla cessione degli *asset* gas regolati a Rete elettrica National (rilevata nel terzo trimestre).

Le vendite di gas naturale in Europa nel quarto trimestre sono state di 27,11 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate), in diminuzione di 0,41 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2005 (-1,5%) a causa della riduzione registrata nel mercato italiano (-1,36 miliardi di metri cubi) per effetto del clima particolarmente mite. Il calo delle vendite ha riguardato tutti i segmenti di clientela: termoelettrici (-0,4 miliardi di metri cubi), residenziali (-0,40 miliardi di metri cubi), grossisti (-0,39 miliardi di metri cubi) e industriali (-0,23 miliardi di metri cubi).

La flessione sul mercato domestico è stata parzialmente compensata dalla crescita nel resto d'Europa (+0,84 miliardi di metri cubi), in particolare:

- nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+0,48 miliardi di metri cubi);
- nelle vendite ai mercati *target* della Turchia, Germania/Austria e Francia.

Nell'anno le vendite di gas naturale in Europa di 97,52 miliardi di metri cubi sono aumentate di 3,71 miliardi di metri cubi (+4%), per effetto principalmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+4,74 miliardi di metri cubi), in particolare nelle vendite a importatori in Italia e nelle forniture ai mercati turco, iberico, austro-tedesco e francese in parte assorbita dalla riduzione delle vendite in Italia (-0,83 miliardi di metri cubi) che ha riguardato tutti i settori di utilizzo con l'eccezione dell'industriale. In aumento anche le forniture a EniPower.

Nel quarto trimestre 2006 la produzione venduta di energia elettrica di 6,07 terawattora è in linea con il 2005. Nell'anno la produzione venduta di energia elettrica è aumentata di 2,05 terawattora, pari al 9%, essenzialmente per l'entrata in esercizio del terzo gruppo di potenza della centrale di Brindisi (+3,05 terawattora), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto della fermata della centrale di Ravenna (-0,85 terawattora).

¹¹ La determinazione dell'impatto del regime regolatorio è stata effettuata sulla base del meccanismo di indicizzazione introdotto dalla delibera n.248/2004, seppure annullata per vizi formali, e dalle relative delibere attuative.

Refining & Marketing

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
9.555	10.185	8.579	(10,2)	Risultati (milioni di euro)	33.732	38.210	13,3
329	250	(386)	..	Ricavi	1.857	319	(82,8)
(177)	83	386		Utile operativo	(1.064)	215	
227	30	148		Esclusione utile di magazzino	421	256	
				Esclusione <i>special item</i> :			
		109		di cui:			
				Oneri (proventi) non ricorrenti		109	
227	30	39		Altri <i>special item</i>	421	147	
5		13		- svalutazioni	5	14	
157	23	27		- oneri ambientali	337	111	
13	6	30		- oneri per esodi agevolati	22	47	
8	1	4		- accantonamenti a fondo rischi	39	8	
44		(35)		- altro	18	(33)	
379	363	148	(60,9)	Utile operativo adjusted	1.214	790	(34,9)
29	42	31		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	231	184	
(187)	(148)	(64)		Imposte sul reddito ^(a)	(500)	(345)	
45,8	36,5	35,8		Tax rate adjusted (%)	34,6	35,4	
221	257	115	(48,0)	Utile netto adjusted	945	629	(33,4)
317	137	272	(14,2)	Investimenti	656	645	(1,7)
				Margine di raffinazione			
5,05	4,27	2,18	(56,8)	Brent (\$/bbl)	5,78	3,79	(34,4)
4,25	3,35	1,69	(60,2)	Brent (€/bbl)	4,65	3,02	(35,1)
7,73	6,82	4,87	(37,0)	Ural (\$/bbl)	8,33	6,50	(22,0)
				Lavorazioni e vendite (milioni di tonnellate)			
9,01	8,56	9,05	0,4	Lavorazioni in conto proprio in Italia	34,22	33,35	(2,5)
				Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	4,57	4,69	2,6
7,22	7,18	7,36	2,0	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute	27,34	27,17	(0,6)
100	100	100		Grado di utilizzo della capacità bilanciata (%)	100	100	
2,2	2,24	2,16	(1,8)	Rete Italia a marchio Agip	8,75	8,66	(1,0)
			...	Rete Italia a marchio IP	1,3
0,91	1,03	0,97	6,6	Rete resto d'Europa	3,67	3,82	4,1
2,83	2,46	2,58	(8,8)	Extrarete Italia	10,48	10,06	(4,0)
1,09	1,07	1,06	(2,8)	Extrarete resto d'Europa	4,1	4,19	2,2
0,11	0,1	0,1	(9,1)	Extrarete altro estero	0,4	0,41	2,5
6,52	6,19	6,31	(3,2)	Altre vendite	22,93	23,99	4,6
13,66	13,09	13,18	(3,5)	Vendite	51,63	51,13	(1,0)
				Vendite per area geografica			
7,87	7,47	7,59	(3,6)	Italia	30,29	29,90	(1,3)
2,00	2,1	2,03	1,5	Resto d'Europa	7,77	8,01	3,1
3,79	3,52	3,56	(6,1)	Altro estero	13,57	13,22	(2,6)

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €148 milioni è diminuito di €231 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-60,9%) per effetto essenzialmente:

- della flessione del risultato dell'attività di raffinazione dovuta all'andamento negativo dello scenario (-2,87 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 56,8%) e del cambio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal beneficio derivante dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati;
- della flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia dovuta in particolare all'effetto del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento.

L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre di €115 milioni è diminuito di €106 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-48%) per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo.

L'utile operativo *adjusted* del 2006 di €790 milioni è diminuito di €424 milioni rispetto al 2005 (-34,9%) a causa essenzialmente:

- della riduzione del risultato dell'attività di raffinazione per effetto dell'andamento dello scenario e del cambio, nonché dell'impatto delle fermate per maggiore attività di manutenzione programmata, parzialmente compensati dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati;
- della flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia connessa essenzialmente ai minori volumi venduti a causa dell'effetto del clima mite del quarto trimestre e alla dismissione della Italiana Petroli perfezionata nel settembre 2005.

Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento del risultato dell'attività commerciale nel resto d'Europa dovuta alla crescita dei margini e dei volumi venduti.

L'utile netto *adjusted* del 2006 di €629 milioni è diminuito di €316 milioni rispetto al 2005 (-33,4%) per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €148 milioni del quarto trimestre (€256 milioni nel 2006) riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

Nel quarto trimestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (10,25 milioni di tonnellate) sono in linea con il quarto trimestre 2005 per effetto essenzialmente delle maggiori lavorazioni su Venezia, Livorno e Taranto assorbite dalle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Gela e di Sannazzaro, nonché sulla raffineria di terzi di Priolo in relazione all'incidente verificatosi a fine aprile 2006, e in Repubblica Ceca. Nell'anno le lavorazioni in conto proprio (38,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di 750 mila tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%) per effetto essenzialmente delle minori lavorazioni su raffinerie di terzi (in particolare Priolo); per contro le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono rimaste stabili per le maggiori lavorazioni della raffineria di Venezia in grado di assorbire l'impatto delle fermate per manutenzione delle raffinerie di Sannazzaro e di Livorno. La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata pienamente utilizzata.

Nel quarto trimestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (13,18 milioni di tonnellate) sono diminuite di 480 mila tonnellate rispetto al quarto trimestre 2005, pari al 3,5%, per effetto essenzialmente della flessione registrata sui mercati extrarete e rete in Italia (-290 mila tonnellate), solo in parte compensate dalla crescita sul mercato rete del resto d'Europa (60 mila tonnellate, pari al 6,6%).

Le vendite sulla rete in Italia (2,16 milioni di tonnellate) sono diminuite di 40 mila tonnellate per effetto della pressione competitiva. La riduzione sull'extrarete Italia (-250 mila tonnellate) è dovuta in particolare all'effetto climatico che ha penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio, GPL e olio combustibile). Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (0,97 milioni di tonnellate) sono aumentate di 60 mila tonnellate essenzialmente in Germania, per l'incremento della quota di mercato, e Spagna per effetto dell'acquisizione/convenzionamento di stazioni di servizio.

Nell'anno le vendite di prodotti petroliferi (51,13 milioni di tonnellate) sono diminuite di 500 mila tonnellate rispetto al 2005, in particolare per effetto delle minori vendite sui mercati extrarete e rete a marchio Agip in Italia (-510 mila tonnellate), parzialmente compensate dalle maggiori vendite nel resto d'Europa (240 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione dell'Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-1,3 milioni di tonnellate) è stato compensato da forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Le vendite sulla rete in Italia sono diminuite di 90 mila tonnellate (-1%) per effetto della pressione competitiva con la quota di mercato che scende dal 29,7% al 29,3%. Le vendite sull'extrarete sono diminuite di 420 mila tonnellate (-4%) per effetto in particolare della flessione registrata nel quarto trimestre.

Le maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete nel resto d'Europa sono state conseguite prevalentemente in Germania e in Spagna.

Conto economico

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
21.506	21.146	21.416	(0,4)	Ricavi della gestione caratteristica	73.728	86.105	16,8
318	109	288	(9,4)	Altri ricavi e proventi	798	769	(3,6)
(15.684)	(14.147)	(15.860)	(1,1)	Costi operativi	(51.918)	(61.126)	(17,7)
(290)	(24)	(182)		di cui (oneri) non ricorrenti.	(290)	(206)	
(1.744)	(1.500)	(1.887)	(8,2)	Ammortamenti e svalutazioni	(5.781)	(6.421)	(11,1)
4.396	4.828	3.957	(10,0)	Utile operativo	16.827	19.327	14,9
(98)	(42)	52	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(366)	161	..
146	279	157	7,5	Proventi netti su partecipazioni	914	903	(1,2)
4.444	5.065	4.166	(6,3)	Utile prima delle imposte	17.375	20.391	17,4
(2.237)	(2.553)	(2.468)	(10,3)	Imposte sul reddito	(8.128)	(10.568)	(30,0)
50,3	50,4	59,2		Tax rate	46,8	51,8	
2.207	2.512	1.698	(23,1)	Utile netto	9.247	9.823	6,2
				di cui:			
2.105	2.422	1.520	(27,8)	- utile netto di competenza Eni	8.788	9.217	4,9
102	90	178	74,5	- utile netto di terzi azionisti	459	606	32,0
2.105	2.422	1.520	(27,8)	Utile netto di competenza Eni	8.788	9.217	4,9
(131)	30	213		Esclusione dell'utile di magazzino	(759)	33	
422	168	622		Esclusione special item:	1.222	1.162	
290	19	199		di cui: - oneri non ricorrenti	290	218	
132	149	423		- altri special item	932	944	
2.396	2.620	2.355	(1,7)	Utile netto adjusted di competenza Eni ⁽¹⁾	9.251	10.412	12,5

(1) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

NON-GAAP Measures

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il management Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio.

L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana.

L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né dagli U.S. GAAP. Il management ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli *special item*, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria.

Gli **oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto** esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

Quarto trimestre 2006

	ES&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.141	1.303	(386)	72	149	(221)	(89)	(12)	3.957
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(41)	386	(4)					341
Esclusione <i>special item</i> di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(2)	109	13		62			182
Altri <i>special item</i> :	54	9	39	73	3	82	36		296
oneri ambientali		2	27			62	11		102
svalutazioni	51		13	50	1	12			127
plusvalenze nette su cessioni di asset	(7)								(7)
accantonamenti a fondo rischi			4	11					15
oneri per esodi agevolati	10	15	30	14	2	1	29		101
altro		(8)	(35)	(2)		7	(4)		(42)
<i>Special item dell'utile operativo</i>	54	7	148	86	3	144	36		478
Utile operativo <i>adjusted</i>	3.195	1.269	148	154	152	(77)	(53)	(12)	4.776
Proventi (oneri) finanziari netti *	(22)	(1)				(7)	87		57
Proventi (oneri) su partecipazioni *	(18)	97	31	1	47	(1)	1		158
Imposte sul reddito *	(1.851)	(492)	(64)	(14)	(68)		22	9	(2.458)
<i>Tax rate adjusted</i>	58,7	36,0	35,8						49,2
Utile netto <i>adjusted</i>	1.304	873	115	141	131	(85)	57	(3)	2.533
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									178
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									<u>2.355</u>
Utile netto di competenze Eni									<u>1.520</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									213
Esclusione <i>special item</i> :									622
- oneri (proventi) non ricorrenti									199
- altri <i>special item</i>									423
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									<u>2.355</u>

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Quarto trimestre 2005

	ES&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.561	641	329	37	135	(297)	(41)	31	4.396
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(32)	(177)						(209)
Esclusione <i>special item</i> di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		290							290
Altri <i>special item</i> :	20	(9)	227	37	7	205	(33)		454
oneri ambientali		3	157			146	8		314
svalutazioni	(43)	1	5	11	4	47	2		27
plusvalenze nette su cessioni di asset									
accantonamenti a fondo rischi			8	6		(4)	(119)		(109)
maggiorazione premi assicurativi	57	6	30	17		4	64		178
oneri per esodi agevolati	6	3	13	4	3	3	12		44
altro		(22)	14	(1)		9			
<i>Special item dell'utile operativo</i>	20	281	227	37	7	205	(33)		744
Utile operativo <i>adjusted</i>	3.581	890	379	74	142	(92)	(74)	31	4.931
Proventi (oneri) finanziari netti *	(21)	13					(91)		(99)
Proventi (oneri) su partecipazioni *	(10)	76	29	2	46		(1)		142
Imposte sul reddito *	(1.978)	(339)	(187)	(12)	(70)	2	120	(12)	(2.476)
<i>Tax rate adjusted</i>	55,7	34,6	45,8						49,8
Utile netto <i>adjusted</i>	1.572	640	221	64	118	(90)	(46)	19	2.498
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									102
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									<u>2.396</u>
Utile netto di competenze Eni									<u>2.105</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(131)
Esclusione <i>special item</i> :									422
- oneri (proventi) non ricorrenti									290
- altri <i>special item</i>									132
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									<u>2.396</u>

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Terzo trimestre 2006

	ES&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo <i>reported</i>	4.041	592	250	31	145	(185)	(65)	19	4.828
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(6)	83	5					82
Esclusione <i>special item</i> di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		24							24
Altri <i>special item</i> :	54	9	30	1	0	91	8		193
oneri ambientali		3	23			12			38
svalutazioni	48					6			54
plusvalenze nette su cessioni di asset	3								3
accantonamenti a fondo rischi			1			53			54
oneri per esodi agevolati	3	5	6	4		15	2		35
altro		1		(3)		5	6		9
<i>Special item dell'utile operativo</i>	54	33	30	1	0	91	8	0	217
Utile operativo <i>adjusted</i>	4.095	619	363	37	145	(94)	(57)	19	5.127
Proventi (oneri) finanziari netti *	(11)	6	0	0	0	0	(34)	0	(39)
Proventi (oneri) su partecipazioni *	37	100	42	0	27	0	0	0	206
Imposte sul reddito *	(2.163)	(253)	(148)	(33)	(55)	0	75	(7)	(2.584)
<i>Tax rate adjusted</i>	52,5	34,9	36,5						48,8
Utile netto adjusted	1.958	472	257	4	117	(94)	(16)	12	2.710
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									90
- utile netto adjusted di competenza Eni									<u>2.620</u>
Utile netto di competenze Eni reported									<u>2.422</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									30
Esclusione <i>special item</i> :									168
- oneri (proventi) non ricorrenti									19
- altri <i>special item</i>									149
Utile netto adjusted di competenza Eni									<u>2.620</u>

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Esercizio 2006

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(67)	215	(60)					88
Esclusione <i>special item</i> di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		22	109	13		62			206
Altri <i>special item</i> :	183	125	147	94	3	261	56		869
oneri ambientali		44	111			126	11		292
svalutazioni	231	51	14	50	1	22			369
plusvalenze nette su cessioni di asset	(61)								(61)
accantonamenti a fondo rischi			8	31		75			114
oneri per esodi agevolati	13	37	47	19	2	17	43		178
altro		(7)	(33)	(6)		21	2		(23)
<i>Special item dell'utile operativo</i>	183	147	256	107	3	323	56		1.075
Utile operativo <i>adjusted</i>	15.763	3.882	790	219	508	(299)	(240)	(133)	20.490
Proventi (oneri) finanziari netti *	(59)	16				(7)	205		155
Proventi (oneri) su partecipazioni *	85	489	184	2	66	5			831
Imposte sul reddito *	(8.510)	(1.525)	(345)	(47)	(174)		89	54	(10.458)
<i>Tax rate adjusted</i>	53,9	34,8	35,4						48,7
Utile netto <i>adjusted</i>	7.279	2.862	629	174	400	(301)	54	(79)	11.018
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									606
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									10.412
Utile netto di competenze Eni									9.217
Esclusione (utile) perdita di magazzino									33
Esclusione <i>special item</i> :									1.162
- oneri (proventi) non ricorrenti									218
- altri <i>special item</i>									944
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									10.412

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Esercizio 2005

	ESP	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	12.592	3.321	1.857	202	307	(934)	(377)	(141)	16.827
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(127)	(1.064)	(19)					(1.210)
Esclusione <i>special item</i> di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		290							290
Altri <i>special item</i> :	311	47	421	78	7	638	149		1.651
oneri ambientali		31	337			413	54		835
svalutazioni	247	1	5	29	4	75	2		363
plusvalenze nette su cessioni di asset									0
accantonamenti a fondo rischi			39	36		126			201
maggioranze premi assicurativi	57	6	30	17		4	64		178
oneri per esodi agevolati	7	8	22	4	3	6	29		79
altro		1	(12)	(8)		14			(5)
<i>Special item dell'utile operativo</i>	311	337	421	78	7	638	149		1.941
Utile operativo <i>adjusted</i>	12.903	3.531	1.214	261	314	(296)	(228)	(141)	17.558
Proventi (oneri) finanziari netti *	(80)	37					(296)		(339)
Proventi (oneri) su partecipazioni *	10	370	231	3	141	(1)	23		777
Imposte sul reddito *	(6.647)	(1.386)	(500)	(37)	(127)		359	52	(8.286)
<i>Tax rate adjusted</i>	51,8	35,2	34,6						46,0
Utile netto <i>adjusted</i>	6.186	2.552	945	227	328	(297)	(142)	(89)	9.710
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									459
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									9.251
Utile netto di competenze Eni									8.788
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(759)
Esclusione <i>special item</i> :									1.122
- oneri (proventi) non ricorrenti									290
- altri <i>special item</i>									932
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									9.251

* Escludono gli *special item*.

Analisi degli *special item*

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006		Esercizio	
				2005	2006
			<i>Special item</i>		
			di cui:		
290	24	182	Oneri (proventi) non ricorrenti	290	206
454	193	296	Altri <i>special item</i>	1.651	869
314	38	102	oneri ambientali	835	292
27	54	127	svalutazioni	363	369
	3	(7)	plusvalenze nette su cessioni di asset		(61)
69	54	15	accantonamenti a fondo rischi	379	114
178			di cui: <i>maggiorazione premi assicurativi</i>	178	
44	35	101	oneri per esodi agevolati	79	178
	9	(42)	altro	(5)	(23)
744	217	478	Special item dell'utile operativo	1.941	1.075
(1)	3	5	Oneri finanziari	27	(6)
(4)	(73)	1	Oneri (proventi) su partecipazioni	(137)	(72)
			di cui:		
			<i>plusvalenze dismissioni Italiana Petroli (IP)</i>	(135)	
	(73)		<i>plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessioni di asset regolati a Rede Electrica Nacional</i>		(73)
(317)	21	138	Imposte sul reddito	(609)	165
			di cui:		
	91		<i>supplemental tax rate UK</i>		91
		179	<i>windfall tax Algeria</i>		179
	(16)	2	<i>contenzioso fiscale in Venezuela</i>		77
422	168	622	Totale special item dell'utile netto	1.222	1.162

Utile operativo *adjusted*

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IVtrim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
				Utile operativo <i>adjusted</i>			
3.581	4.095	3.195	(10,8)	Exploration & Production	12.903	15.763	22,2
890	619	1.269	42,6	Gas & Power	3.531	3.882	9,9
379	363	148	(60,9)	Refining & Marketing	1.214	790	(34,9)
74	37	154	108,1	Petrolchimica	261	219	(16,1)
142	145	152	7,0	Ingegneria e Costruzioni	314	508	61,8
(92)	(94)	(77)	16,3	Altre attività	(296)	(299)	(1,0)
(74)	(57)	(53)	28,4	Corporate e società finanziarie	(228)	(240)	(5,3)
31	19	(12)		Eliminazione utili interni	(141)	(133)	
4.931	5.127	4.776	(3,1)		17.558	20.490	16,7

Utile netto *adjusted*

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IVtrim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
				Utile netto <i>adjusted</i>			
1.572	1.958	1.304	(17,0)	Exploration & Production	6.186	7.279	17,7
640	472	873	36,4	Gas & Power	2.552	2.862	12,1
221	257	115	(48,0)	Refining & Marketing	945	629	(33,4)
64	4	141	120,3	Petrochimica	227	174	(23,3)
118	117	131	11,0	Ingegneria e Costruzioni	328	400	22,0
(90)	(94)	(85)	5,6	Altre attività	(297)	(301)	(1,3)
(46)	(16)	57	..	Corporate e società finanziarie	(142)	54	..
19	12	(3)		Eliminazione utili interni	(89)	(79)	
2.498	2.710	2.533	1,4		9.710	11.018	13,5
				di cui:			
102	90	178	74,5	Utile netto di terzi azionisti	459	606	32,0
2.396	2.620	2.355	(1,7)	Utile netto di competenza Eni <i>adjusted</i>	9.251	10.412	12,5

Stato patrimoniale riclassificato⁽¹⁾

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

(milioni di euro)

	31.12.2005	30.09.2006	31.12.2006	var. ass. vs 31.12.2005	var. ass. vs 30.09.2006
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	45.013	43.408	44.309	(704)	901
Altre immobilizzazioni		656	629	629	(27)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.194	1.962	1.827	(367)	(135)
Attività immateriali	3.194	3.285	3.756	562	471
Partecipazioni	4.311	4.234	4.267	(44)	33
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	775	640	557	(218)	(83)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.196)	(912)	(1.090)	106	(178)
	54.291	53.273	54.255	(36)	982
Capitale d'esercizio netto					
Rimanenze	3.563	4.440	4.743	1.180	303
Crediti commerciali	14.101	12.858	15.195	1.094	2.337
Debiti commerciali	(8.170)	(8.136)	(10.546)	(2.376)	(2.410)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.857)	(6.867)	(5.372)	(515)	1.495
Fondi per rischi e oneri	(7.679)	(7.741)	(8.604)	(925)	(863)
Altre attività (passività) d'esercizio ⁽²⁾	(526)	(553)	(601)	(75)	(48)
	(3.568)	(5.999)	(5.185)	(1.617)	(814)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.054)	(1.076)	(45)	(22)
Capitale investito netto	49.692	46.220	47.994	(1.698)	1.774
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	42.370	41.229	2.012	(1.141)
Indebitamento finanziario netto	10.475	3.850	6.765	(3.710)	2.915
Coperture	49.692	46.220	47.994	(1.698)	1.774

(1) Per la riconduzione dello schema riclassificato allo schema obbligatorio si rimanda alla Relazione semestrale al 30 giugno 2006 al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 45 e 46.

(2) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €246 milioni (€492 e €261 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni di € 417 milioni (€463 e €550 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006).

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "Leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(milioni di euro)

	31.12.2005	30.09.2006	31.12.2006	var. ass. vs 31.12.2005	var. ass. vs 30.09.2006
Debiti finanziari e obbligazioni	12.998	11.006	11.697	(1.301)	691
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.333)	(6.459)	(3.985)	(2.652)	2.474
Titoli non strumentali all'attività operativa	(931)	(418)	(552)	379	(134)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(259)	(279)	(395)	(136)	(116)
Indebitamento finanziario netto	10.475	3.850	6.765	(3.710)	2.915
Patrimonio netto compresi gli interessi ai terzi azionisti	39.217	42.370	41.229	2.012	(1.141)
Leverage	0,27	0,09	0,16	(0,11)	0,07

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2005	39.217
Utile netto	9.823
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.610)
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(1.241)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	85
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(222)
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam rete Gas/Saipem)	(306)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.628)
Altre variazioni	111
Totale variazioni	2.012
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006	41.229

ROACE (Return On Average Capital Employed)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(milioni di euro)

Esercizio 2006

	E&P	C&P	R&M	Eni
Utile netto <i>adjusted</i>	7.279	2.862	629	11.018
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				79
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	7.279	2.862	629	11.097
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	20.206	18.978	5.933	49.692
- a fine periodo	18.590	18.891	5.766	48.027
Capitale investito netto medio	19.398	18.935	5.880	48.860
ROACE <i>adjusted</i> (%)	37,5	15,1	10,7	22,7

(milioni di euro)

Esercizio 2005

	E&P	C&P	R&M	Eni
Utile netto <i>adjusted</i>	6.186	2.552	945	9.710
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				42
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.186	2.552	945	9.752
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	17.954	18.387	5.081	45.983
- a fine periodo	20.206	18.898	5.326	48.933
Capitale investito netto medio	19.080	18.643	5.204	47.458
ROACE <i>adjusted</i> (%)	32,4	13,7	18,2	20,5

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO ⁽¹⁾

(milioni di euro)

VI trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006		Esercizio		
				2005	2006	Var. ass.
2.207	2.512	1.698	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	9.247	9.823	576
			<i>a rettifica:</i>			
2.051	1.610	1.568	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.518	5.753	(765)
(30)	5	(4)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(220)	(59)	161
2.379	2.538	2.318	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	8.471	10.439	1.968
6.607	6.665	5.580	Flusso di cassa del risultato operativo	24.016	25.956	1.940
(1.675)	(1.181)	(917)	prima della variazione del capitale di esercizio	(2.422)	(1.094)	1.328
(2.860)	(929)	(2.863)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(6.658)	(7.859)	(1.201)
			Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati			
2.072	4.555	1.780	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	14.936	17.003	2.067
(2.464)	(1.835)	(2.944)	Investimenti tecnici	(7.414)	(7.833)	(419)
(66)	(19)	(19)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(127)	(95)	32
40	23	201	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	542	328	(214)
255	(126)	407	Altre variazioni relative all'attività di investimento	293	361	68
(163)	2.598	(575)	Free cash flow	8.230	9.764	1.534
(49)	(3)	(247)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(109)	216	325
2.499	(378)	837	Variazioni debiti finanziari a breve e lungo	(540)	(684)	(144)
(3.438)	(253)	(2.412)	Flusso di cassa del capitale proprio	(7.284)	(6.443)	841
(42)	17	(77)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	33	(201)	(234)
(1.193)	1.981	(2.474)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	330	2.652	2.322

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di euro)

VI trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006		Esercizio		
				2005	2006	Var. ass.
(163)	2.598	(575)	Free cash flow	8.230	9.764	1.534
(19)			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	21	1	(20)
(501)	199	72	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(980)	388	1.368
(3.438)	(253)	(2.412)	Flusso di cassa del capitale proprio	(7.284)	(6.443)	841
(4.121)	2.544	(2.915)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(32)	3.710	3.742

(1) Per la riconduzione dello schema riclassificato allo schema obbligatorio si rimanda alla Relazione semestrale al 30 giugno 2006 al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 46 e 47.

Investimenti tecnici

Exploration & Production

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
34	10	139	308,8	Acquisto di riserve <i>proved</i> e <i>unproved</i>	301	152	(49,5)
		139		Italia		139	
	10			Africa Settentrionale		10	
8				Africa Occidentale	60		
26				Resto del mondo	241	3	
321	263	706	119,9	Esplorazione	656	1.348	105,5
18	33	38	..	Italia	38	128	..
85	72	91	7,1	Africa Settentrionale	153	270	76,5
45	11	366	..	Africa Occidentale	75	471	..
61	56	75	23,0	Mare del Nord	126	174	38,1
112	91	136	21,4	Resto del mondo	264	305	15,5
1.137	862	1.056	(7,1)	Sviluppo	3.952	3.629	(8,2)
141	96	133	(5,7)	Italia	411	403	(1,9)
275	189	209	(24,0)	Africa Settentrionale	1.007	701	(30,4)
254	197	294	15,7	Africa Occidentale	889	864	(2,8)
87	98	121	39,1	Mare del Nord	385	406	5,5
380	282	299	(21,3)	Resto del mondo	1.260	1.255	(0,4)
25	17	36	44,0	Altro	56	74	32,1
1.517	1.152	1.937	27,7		4.965	5.203	4,8

Gas & Power

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
366	269	397	8,5	Italia	1.066	1.014	(4,9)
45	42	56	24,4	Estero	86	160	86,0
411	311	453	10,2		1.152	1.174	1,9
19	28	22	15,8	Mercato	40	63	57,5
				Italia	2
19	28	22	15,8	Estero	38	63	65,8
80	37	54	(32,5)	Distribuzione	182	158	(13,2)
243	185	287	18,1	Trasporto	691	724	4,8
217	171	253	16,6	Italia	643	627	(2,5)
26	14	34	30,8	Estero	48	97	102,1
69	61	90	30,4	Generazione elettrica	239	229	(4,2)
411	311	453	10,2		1.152	1.174	1,9

Refining & Marketing

(milioni di euro)

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
283	118	241	(14,8)	Italia	585	547	(6,5)
34	19	31	(8,8)	Estero	71	98	38,0
317	137	272	(14,2)		656	645	(1,7)
154	95	139	(9,7)	Refining and Supply and Logistica	349	376	7,7
154	95	139	(9,7)	Italia	349	376	7,7
114	42	90	(21,1)	Marketing	225	223	(0,9)
80	23	59	(26,3)	Italia	154	125	(18,8)
34	19	31	(8,8)	Estero	71	98	38,0
49	0	43	(12,2)	Altre attività	82	46	(43,9)
317	137	272	(14,2)		656	645	(1,7)

Exploration & Production

Produzione giornaliera di idrocarburi per area geografica

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
1.806	1.709	1.796	(0,6)	Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.737	1.770	1,9
254	235	232	(8,7)	Italia	261	238	(8,8)
522	554	571	9,4	Africa Settentrionale	480	555	15,6
372	365	372	..	Africa Occidentale	343	372	8,5
291	254	291	..	Mare del Nord	283	282	(0,4)
367	301	330	(10)	Resto del mondo	370	323	(12,7)
161,0	152,3	159,2	(1,1)	Produzione venduta ⁽¹⁾ (milioni di boe)	614,9	625,1	1,7

Produzione giornaliera di petrolio e condensati per area geografica

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
1.132	1.041	1.079	(4,7)	Produzione giornaliera di petrolio e condensati ⁽¹⁾ (migliaia di barili)	1.111	1.079	(2,9)
85	77	80	(5,9)	Italia	86	79	(8,1)
315	330	334	6,0	Africa Settentrionale	308	329	6,8
334	315	315	(5,7)	Africa Occidentale	310	322	3,9
176	164	181	2,8	Mare del Nord	179	178	(0,6)
222	155	169	(23,9)	Resto del mondo	228	171	(25,0)

Produzione giornaliera di gas naturale per area geografica

IV trim. 2005	III trim. 2006	IV trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		Esercizio		
					2005	2006	Var. %
110	109	117	6,4	Produzione giornaliera di gas naturale ⁽¹⁾ (milioni di metri cubi)	102	112	9,8
27	26	25	(7,4)	Italia	29	26	(10,3)
34	36	39	14,7	Africa Settentrionale	28	37	32,1
6	8	9	50,0	Africa Occidentale	5	8	60,0
19	15	18	(5,3)	Mare del Nord	17	17	..
24	24	26	8,3	Resto del mondo	23	24	4,3

(1) Include la quota Eni della produzione di joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica

	31 Dicembre	
	2005	2006
Italia (mmboe)	868	805
Petrolio e condensati (mmbbl)	228	215
Gas naturale (bcm)	104	96
Africa Settentrionale (mmboe)	2.047	2.037
Petrolio e condensati (mmbbl)	979	998
Gas naturale (bcm)	173	169
Africa Occidentale (mmboe)	1.285	1.129
Petrolio e condensati (mmbbl)	942	793
Gas naturale (bcm)	56	54
Mare del Nord (mmboe)	758	682
Petrolio e condensati (mmbbl)	433	386
Gas naturale (bcm)	53	48
Resto del Mondo (mmboe)	1.879	1.783
Petrolio e condensati (mmbbl)	1.191	1.089
Gas naturale (bcm)	112	113
Totale (mmboe)	6.837	6.436
Petrolio e condensati (mmbbl)	3.773	3.481
Gas naturale (bcm)	498	480

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

IV Trim. 2005	III Trim. 2006	IV Trim. 2006	Var. % IV trim. 06 vs IV trim. 05		2005	Esercizio 2006	Var %
15,67	9,39	14,25	(9,1)	<i>Italia a terzi</i> ^(*)	52,47	51,10	(2,6)
4,00	1,36	3,61	(9,8)	Grossisti (aziende di vendita)	12,05	11,70	(2,9)
0,56	0,31	0,56	..	Gas realase	1,95	2,00	2,6
11,11	7,72	10,08	(9,3)	Clienti finali	38,47	37,40	(2,8)
3,73	2,74	3,50	(6,2)	<i>Industriali</i>	13,07	13,33	2,0
4,70	4,47	4,30	(8,5)	<i>Termoelettrici</i>	17,60	16,67	(5,3)
2,68	0,51	2,28	(14,9)	<i>Residenziali</i>	7,80	7,40	(5,1)
1,47	1,50	1,55	5,4	Autoconsumi ^(*)	5,54	6,13	10,6
7,04	5,31	7,98	13,4	Resto d'Europa ^(*)	23,44	27,77	18,5
0,22	0,27	0,12	(45,5)	Extra Europa	1,17	0,76	(35,0)
24,40	16,47	23,90	(2,0)	Vendita a terzi e autoconsumi delle società consolidate	82,62	85,76	3,8
2,05	1,62	1,97	3,9	Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	7,08	7,65	8,1
0,03	0,00	0,01	...	<i>Italia</i> ^(*)	0,07	0,02	(71,4)
1,93	1,34	1,83	(5,2)	Resto d'Europa ^(*)	6,47	6,88	6,3
0,09	0,28	0,13	44,4	Extra Europa	0,54	0,75	38,9
26,45	18,09	25,87	(2,2)	Totale vendite e autoconsumi gas naturale	89,70	93,41	4,1
27,52	18,91	27,11	(1,5)	Vendite di gas naturale in Europa	93,81	97,52	4,0
26,14	17,54	25,62	(2,0)	G&P in Europa ^(*)	87,99	91,90	4,4
1,38	1,37	1,49	8,0	Upstream in Europa	5,82	5,62	(3,4)

(*) I segmenti di mercato correddati dall'asterisco confluiscono nella voce "G&P in Europa".

Informativa sui prestiti obbligazionari

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2006

(milioni di euro)

Società emittente	Ammontare al 31 Dicembre 2006 ⁽¹⁾
Eni Coordination Center SA	634
Eni USA Inc	153
	787

(1) Gli ammontari in euro al 31 dicembre 2006 comprendono il rateo maturato di interessi

Prestiti obbligazionari emessi nel 2006 (garantiti dall'Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 Dicembre (milioni di euro) ⁽¹⁾	Scadenza	Tasso	%
Eni Coordination Center SA	5000	JPY	32	2014	fisso	1,560
Eni Coordination Center SA	45	USD	34	2013	variabile	
Eni Coordination Center SA	100	GBP	153	2011	fisso	5,120
			219			

(1) Gli ammontari in euro al 31 dicembre 2006 comprendono il rateo maturato di interessi

Schemi riclassificati di Eni Spa

Conto economico riclassificato

(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
RICAVI				
Ricavi della gestione caratteristica	44.794	52.987	8.193	18,3
Altri ricavi e proventi	231	186	(45)	(19,5)
Totale ricavi	45.025	53.173	8.148	18,1
COSTI OPERATIVI				
Acquisti, prestazioni e costi diversi	(39.537)	(48.248)	(8.711)	22,0
<i>di cui oneri non ricorrenti netti</i>	(290)	(150)	140	(48,3)
Costo lavoro	(780)	(932)	(152)	19,5
Ammortamenti e svalutazioni	(872)	(829)	43	(4,9)
Utile operativo	3.836	3.164	(672)	(17,5)
Proventi (oneri) finanziari netti	(29)	35	64	(220,7)
Proventi netti su partecipazioni	3.606	3.785	179	5,0
Utile prima delle imposte	7.413	6.984	(429)	(5,8)
Imposte sul reddito	(1.371)	(1.163)	208	(15,2)
Utile netto	6.042	5.821	(221)	(3,7)
Esclusione (utile)/perdita di magazzino	(672)	118	790	(117,6)
Utile netto a valori correnti	5.370	5.939	569	10,6

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	4.954	5.507	553
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.766	1.701	(65)
Attività immateriali	858	948	90
Partecipazioni	20.805	21.086	281
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	28	(1)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(445)	(313)	132
	27.967	28.957	990
Capitale di esercizio netto	95	(23)	(118)
Fondi per benefici ai dipendenti	(255)	(308)	(53)
Capitale investito netto	27.807	28.626	819
Patrimonio netto	26.872	26.935	63
Indebitamento finanziario netto	935	1.691	756
Coperture	27.807	28.626	819