



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL QUARTO TRIMESTRE E DEL PRECONSUNTIVO 2007

- Dividendo proposto: €1,30 per azione (+4%) di cui €0,60 già distribuiti come acconto
- Utile netto *adjusted*: €2,68 miliardi nel trimestre (+13,7%); €9,47 miliardi nel 2007 (-9%)
- Utile netto: €3 miliardi nel trimestre (+98%); €10 miliardi nel 2007 (+8,6%)
- Cash flow: €2,47 miliardi nel trimestre; €15,52 miliardi nel 2007
- Produzione di idrocarburi: +1,1% nel trimestre; -1,9% nel 2007
- Riserve certe¹ a fine anno a 6,37 miliardi di boe con il riferimento Brent a \$96/barile.
Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve al 90%
- Vendite di gas: +9,8% nel trimestre; +0,9% nel 2007

San Donato Milanese, 15 febbraio 2008 - In data odierna il Consiglio di Amministrazione Eni ha esaminato i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2007 (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel 2007 Eni ha conseguito risultati eccellenti pur in uno scenario caratterizzato dal forte apprezzamento dell'euro sul dollaro. Abbiamo continuato la nostra crescita anche attraverso acquisizioni sinergiche, realizzate a prezzi competitivi, che dispiegheranno il loro effetto positivo nei prossimi anni a partire dal 2008.”

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06	Risultati economici	(€ milioni)	Esercizio		
						2006	2007	Var. %
3.957	4.379	5.166	30,6	Utile operativo		19.327	18.868	(2,4)
4.776	4.245	5.292	10,8	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)		20.490	18.986	(7,3)
1.520	2.146	3.010	98,0	Utile netto ^(b)		9.217	10.011	8,6
0,41	0,59	0,82	100,0	per azione (€) ^(c)		2,49	2,73	9,6
1,06	1,62	2,38	124,5	per ADR (\$) ^{(c)(d)}		6,26	7,49	19,6
2.355	1.892	2.678	13,7	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}		10.412	9.470	(9,0)
0,64	0,52	0,73	14,1	per azione (€) ^(c)		2,81	2,58	(8,2)
1,65	1,43	2,12	28,5	per ADR (\$) ^{(c)(d)}		7,07	7,07	..

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 24.

(b) Utile di competenza Eni.

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

(1) Compresa la quota Eni delle riserve di entità valutate con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda le società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e valutate all'*equity*, le riserve certe sono rappresentate al 30% tenuto conto del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società.

Highlight finanziari

Quarto trimestre 2007

- L'utile operativo di €5,17 miliardi è aumentato del 30,6% rispetto al quarto trimestre 2006. Su base *adjusted* l'utile operativo di €5,29 miliardi è aumentato del 10,8% per effetto essenzialmente del miglioramento registrato dal settore Exploration & Production che riflette l'aumento dei prezzi di realizzo degli idrocarburi attenuato dall'impatto negativo dell'apprezzamento del 12,3% dell'euro rispetto al dollaro e dai maggiori costi. Questo fattore positivo è stato parzialmente assorbito dalle perdite operative registrate dai settori Petrolchimica e Refining & Marketing a causa dello scenario negativo.
- L'utile netto di €3 miliardi è aumentato del 98%. Su base *adjusted* l'utile netto di €2,68 miliardi è aumentato del 13,7% per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa e della riduzione del *tax rate adjusted* dal 49,2% al 47,7%.
- Gli investimenti tecnici del trimestre di €3,66 miliardi sono aumentati del 24,2% rispetto al quarto trimestre 2006 e hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'attività esplorativa, l'*upgrading* della rete di trasporto del gas e le raffinerie.
- L'indebitamento finanziario netto (€16,33 miliardi al 31 dicembre) è aumentato di €4,90 miliardi nel trimestre essenzialmente per effetto dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €3,66 miliardi, all'acquisizione di partecipazioni di €1,20 miliardi, al pagamento dell'acconto sul dividendo 2007 di €2,20 miliardi e all'acquisto di 7,94 milioni di azioni proprie al costo di €195 milioni, a fronte del flusso di cassa netto da attività di esercizio² €2,47 miliardi.

Esercizio 2007

- L'utile operativo di €18,87 miliardi è diminuito del 2,4% rispetto al 2006. Su base *adjusted* l'utile operativo di €18,99 miliardi è diminuito del 7,3% per effetto della flessione della *performance* operativa dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing.
- L'utile netto di €10 miliardi è aumentato dell'8,6%. Su base *adjusted* l'utile netto di €9,47 miliardi è diminuito del 9% per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa.
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €15,52 miliardi, unitamente agli incassi da dismissioni (€0,66 miliardi), ha consentito in parte di coprire i fabbisogni finanziari connessi: (i) alla realizzazione degli investimenti tecnici e progetti esplorativi di €10,59 miliardi; (ii) all'acquisto di *asset* e partecipazioni di €9,91 miliardi, riferiti in particolare all'acquisizione del 20% di OAO Gazprom Neft e del 60% di tre società russe gas nell'ambito dell'asta per gli *asset* ex-Yukos (€3,73 miliardi), nonché all'acquisto di *asset* petroliferi in Golfo del Messico e Congo (€4,52 miliardi); (iii) alla distribuzione di €5,26 miliardi agli azionisti sotto forma di dividendi e di acquisto di azioni proprie. L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2007 (€16,33 miliardi) è aumentato di €9,56 miliardi rispetto al 31 dicembre 2006.
- Acquisto azioni proprie: nell'anno sono state acquistate 27,56 milioni di azioni proprie al costo di €681 milioni. Dall'inizio del programma di *buy-back*, sono state acquistate, al costo di €6.193 milioni, 363 milioni di azioni proprie, comportando la riduzione di circa il 9% del numero delle azioni in circolazione e l'incremento di pari ammontare dell'*EPS* 2007.
- La redditività del capitale investito (*ROACE*)³ calcolata su base *adjusted* è del 19,3% (22,7% nel 2006).
- Il *leverage*³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – aumenta dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,38 al 31 dicembre 2007.

Dividendo 2007

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,30 per azione⁴ (€1,25 nel 2006, +4%), di cui €0,60 distribuiti nell'ottobre 2007 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,70 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2008 con stacco cedola il 19 maggio 2008.

(2) Vedi *disclaimer* alla fine della sezione.

(3) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

(4) 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. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06	Principali indicatori operativi	Esercizio		
					2006	2007	Var. %
				Produzione giornaliera di idrocarburi			
1.796	1.659	1.815	1,1	(migliaia di boe)	1.770	1.736	(1,9)
1.079	975	1.048	(2,9)	Petrolio (migliaia di barili)	1.079	1.020	(5,5)
117	111	125	6,8	Gas naturale (milioni di metri cubi)	112	116	3,6
27,09	20,33	29,75	9,8	Vendite gas nel mondo (miliardi di metri cubi)	98,10	98,96	0,9
1,22	1,26	1,88	54,1	di cui: vendite upstream ^(a)	4,69	5,39	14,9
7,79	8,67	8,28	6,3	Vendite di energia elettrica (terawattora)	31,03	33,19	7,0
				Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	12,48	12,65	1,4
3,12	3,30	3,28	5,1				

(a) Include le vendite di gas *upstream* in Europa (4,07 e 3,59 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006 e nel 2007) e nel Golfo del Messico (0,62 e 1,8 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

Quarto trimestre 2007

- Produzione di idrocarburi: 1,815 milioni di boe/giorno, in crescita dell'1,1% rispetto al quarto trimestre 2006 per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché della crescita organica registrata in Libia e in Egitto, parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, dalle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni sociali, nonché dall'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement (PSA)*. Se si esclude l'impatto delle minori attribuzioni nei *PSA*, la produzione aumenta di circa il 4%.
- Vendite di gas mondo: 29,75 miliardi di metri cubi, in aumento del 9,8% rispetto al quarto trimestre 2006 per effetto della crescita registrata sul mercato europeo e nelle vendite di GNL sui mercati asiatici e nordamericano.
- Scenario positivo per l'*upstream* supportato dall'aumento del prezzo in dollari del petrolio con la quotazione media del Brent a 88,70 dollari/barile (+48,6%) e la riduzione dello sconto sulle quotazioni dei greggi pesanti che ha determinato un incremento delle realizzazioni medie Eni sul petrolio di produzione analogo a quello del Brent. L'aumento del prezzo del petrolio è stato parzialmente assorbito dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+12,3%). Nell'attività di raffinazione, nonostante il positivo andamento del margine sul *marker* di mercato (margine sul Brent +86,7% nel trimestre), i margini realizzati Eni hanno registrato una significativa flessione a causa della contrazione del differenziale di prezzo tra il Brent e i greggi pesanti che ha ridotto il vantaggio competitivo delle raffinerie complesse di Eni di lavorare greggi di bassa qualità, del peggioramento del rapporto tra i prezzi di alcuni prodotti (basi lubrificanti e bitumi) e la quotazione della carica.

Esercizio 2007

- Produzione di idrocarburi: 1,736 milioni di boe/giorno, in riduzione dell'1,9% rispetto al 2006 per effetto essenzialmente delle fermate di impianti in Nigeria a causa delle tensioni sociali, di fermate non programmate e inconvenienti tecnici in particolare nel Mare del Nord, del declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito, e dell'effetto prezzo nei *PSA*. Il confronto con il 2006 risente anche della perdita della produzione dell'*asset* di Dación in Venezuela (-15 mila barili/giorno) a causa dell'espropriazione avvenuta con effetto dal 1° aprile 2006. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan.
- Vendite di gas mondo: 98,96 miliardi di metri cubi, in aumento dello 0,9% rispetto al 2006 per effetto della crescita organica sui mercati internazionali in parte attenuata dalla flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti del primo trimestre.
- Scenario complessivamente negativo caratterizzato dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+9,2%) e dalla sensibile flessione dei margini di raffinazione realizzati per effetto principalmente dell'apprezzamento dei greggi pesanti che ha penalizzato le raffinerie complesse Eni. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dagli effetti positivi dell'incremento del prezzo in dollari del petrolio (+11,3%, con una quotazione media del Brent a 72,52 dollari/barile).

Sviluppi di portafoglio nel 2007

- Sono stati acquisiti asset petroliferi nel Golfo del Messico e nell'*onshore* del Congo con un investimento di €4,52 miliardi. Nel 2008 questi asset sono previsti produrre circa 100 mila barili/giorno a scenario Eni.
- Nell'ambito della procedura di liquidazione della società russa Yukos, Eni in *partnership* con Enel (60% Eni, 40% Enel) ha rilevato il 100% delle società OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc, OAO Neftegaztehnologia con circa 2,5 miliardi di barili di risorse prevalentemente a gas in quota Eni (calcolate in base alla quota del 30% nell'assunzione che Gazprom eserciti l'opzione di acquisto sul 51% delle tre società). Nella stessa transazione, Eni ha anche rilevato il 20% di OAO Gazprom Neft. Gazprom ha l'opzione per l'acquisto dell'intero 20% di OAO Gazprom Neft. L'operazione ha comportato un investimento di €3,73 miliardi.
- Nel novembre 2007 Eni ha perfezionato i termini dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale della compagnia britannica indipendente Burren Energy plc, per un valore complessivo di circa €2,4 miliardi. Burren produce oltre 25 mila barili/giorno in Congo e Turkmenistan ed è già *partner* di Eni negli asset acquisiti in Congo. Il 1° febbraio 2008 Eni ha dichiarato l'offerta totalmente incondizionata. A quella data, Eni possedeva circa l'85% della società tenuto conto di adesioni pari al 60% del capitale azionario e del 24,9% acquistato direttamente sul mercato nel dicembre 2007.
- È stato definito con la società di Stato libica NOC un accordo minerario di portata strategica che estende la durata contrattuale dei titoli minerari Eni nel Paese e individua rilevanti progetti per la valorizzazione di importanti riserve gas e per l'esplorazione *offshore*.
- È stato definito un *gas sale agreement* tra il consorzio che opera il giacimento Karachaganak (cooperato da Eni con il 32,5%) e una *joint venture* tra le società gas di Stato russa e kazakha (Gazprom e KazMunaiGaz) che pone le basi dello sviluppo delle riserve di gas del giacimento.
- È stata acquistata una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG che realizzerà un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale con una produzione di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL e altri prodotti.
- Con l'acquisto della quota pari al 70%, è stato conseguito il 100% della titolarità e l'*operatorship* del giacimento di petrolio Nikaitchuq in Alaska. L'avvio della produzione è atteso a fine 2009.
- In esito alla partecipazione ad una gara internazionale sono stati ottenuti 26 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico. L'*acreage* acquisito possiede un potenziale minerario significativo ed è localizzato in prossimità di infrastrutture Eni in produzione.
- È stato firmato un accordo con la società di Stato algerina Sonatrach per il rinnovo della concessione di sviluppo e di coltivazione del Blocco 403 (Eni 50%) che nel 2007 ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese.
- In *partnership* con Gazprom, è stato varato il progetto di realizzazione del nuovo sistema di trasporto su *pipeline* South Stream che consentirà di importare in Europa gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero.
- È stata acquisita una significativa quota di partecipazione in Altergaz, principale operatore indipendente del mercato francese del gas naturale. Eni supporterà lo sviluppo di Altergaz nei segmenti *retail* e piccola industria attraverso un contratto di fornitura decennale di 1,3 miliardi di metri cubi/anno.
- Sono state acquisite in Europa Centro Orientale una rete di distribuzione di carburanti con 102 impianti e la quota del 16,11% nella Ceska Rafinerska incrementando la partecipazione Eni nella raffineria al 32,4%, corrispondente ad una capacità di raffinazione di circa 2,6 milioni di tonnellate/anno.
- Nell'ambito degli accordi firmati nel dicembre 2005 tra i soci di maggioranza di Galp Energia (Eni 33,34%, Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos), la società portoghese ha esercitato l'opzione di acquisto delle attività Eni di commercializzazione di prodotti petroliferi sui mercati rete ed extrarete nella Penisola Iberica. L'operazione soggetta all'approvazione delle competenti autorità antitrust riguarda in particolare 371 stazioni di servizio. Il perfezionamento è atteso nel giugno 2008.

Eventi successivi alla chiusura dell'esercizio

Accordo sul progetto di sviluppo di Kashagan

Il 14 gennaio 2008 i *partner* del consorzio North Caspian Sea Production Agreement (NCSPSA) e il Governo della Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che pone termine al contenzioso che si è aperto nell'agosto 2007 in merito alle condizioni e ai diritti di sviluppo e di sfruttamento di Kashagan.

L'accordo ridefinisce l'equilibrio economico del contratto tenuto conto del mutato contesto di mercato e conferisce stabilità al progetto di sviluppo. I punti chiave dell'accordo sono: (i) la diluizione proporzionale della quota di partecipazione all'iniziativa dei *partner* internazionali a beneficio del *partner* kazakho KazMunayGas che raddoppierà la propria quota al 16,81% al pari di quella dei maggiori *partner* con un esborso di \$1,78 miliardi. La transazione avrà effetto economico dal 1° gennaio 2008; (ii) un trasferimento di valore dal consorzio alla Repubblica kazakha da attuarsi attraverso un'integrazione ai termini del PSA. Tale ammontare dipenderà dal livello futuro dei prezzi del petrolio. Eni contribuirà a tale trasferimento di valore in proporzione alla nuova quota di partecipazione all'iniziativa (16,81%); (iii) un maggiore ruolo del *partner* kazakho nella gestione operativa e un nuovo modello di *governance* e di conduzione delle operazioni che comporterà un più ampio coinvolgimento dei principali *partner* internazionali.

Nonostante le attività di sviluppo siano proseguite durante l'iter negoziale, è prevedibile un ritardo nell'avvio della produzione. Le parti hanno concordato che Eni in qualità di operatore presenti entro marzo 2008 un *budget* revisionato dei costi e dei tempi di completamento della prima fase di sviluppo del giacimento.

Evoluzione prevedibile della gestione

Eni rappresenterà le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2008-2011 oggi alle ore 16:00.

Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2008 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** prevista in aumento rispetto al 2007 (1,736 milioni di boe/giorno nel 2007) a scenario Eni. Il contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 nel Golfo del Messico e in Congo e, a partire dal gennaio 2008, di Burren Energy, nonché la crescita organica attesa in Nigeria, Angola e Libia, sosterranno la *performance* produttiva a fronte del declino dei giacimenti maturi atteso in particolare in Regno Unito e Italia;
- **vendite di gas mondo:** previste in crescita rispetto al 2007 (98,96 miliardi di metri cubi nel 2007) per effetto dell'incremento atteso nelle aree di consumo *target* del resto d'Europa, in particolare Francia, Germania/Austria e Spagna;
- **vendite di energia elettrica:** previste in aumento rispetto al 2007 (33,19 TWh nel 2007) per effetto dello *start-up* atteso della centrale di Ferrara;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve aumento rispetto al 2007 (37,15 milioni di tonnellate nel 2007) per effetto delle maggiori lavorazioni della Ceska Rafinerska a seguito dell'incremento della quota di partecipazione nel 2007, in parte assorbite dalla flessione attesa in Italia dovuta a previste fermate per interventi di ottimizzazione, principalmente nelle raffinerie di Venezia e Taranto;
- **vendite di prodotti petroliferi rete:** a struttura costante in lieve crescita rispetto al 2007 (12,65 milioni di tonnellate nel 2007). In Italia le vendite sono attese stabili, nonostante la previsione di calo dei consumi nazionali, supportate dalle azioni commerciali in programma. In Europa, escludendo l'impatto della prevista dismissione delle attività nella Penisola Iberica, le vendite sono attese in aumento per effetto del pieno contributo delle acquisizioni effettuate nel 2007 in Europa Centro Orientale.

Nel 2008 sono previsti investimenti tecnici in crescita rispetto al 2007 (€10,59 miliardi nel 2007). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Sono previsti investimenti finanziari essenzialmente per il completamento dell'acquisizione di Burren Energy.

Sulla base degli esborsi programmati per gli investimenti e la remunerazione del capitale proprio e assumendo lo scenario Eni di prezzo Brent, Eni prevede a fine 2008 un *leverage* inferiore o superiore rispetto al livello del 2007 (0,38 nel 2007) in dipendenza dell'esercizio o meno da parte di Gazprom delle opzioni d'acquisto sugli *asset* russi.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Marco Mangiagalli, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio 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 ad 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 relativo ai risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2007 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito Internet Eni all'indirizzo **www.eni.it**.*

Sintesi dei risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2007

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
21.416	20.190	25.292	18,1	Ricavi della gestione caratteristica	86.105	87.170	1,2
3.957	4.379	5.166	30,6	Utile operativo	19.327	18.868	(2,4)
341	(238)	(275)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	88	(620)	
478	104	401		Esclusione special item	1.075	738	
				di cui:			
182		(48)		Oneri (proventi) non ricorrenti	239	8	
296	104	449		Altri special item	836	730	
4.776	4.245	5.292	10,8	Utile operativo adjusted	20.490	18.986	(7,3)
1.520	2.146	3.010	98,0	Utile netto di competenza Eni	9.217	10.011	8,6
213	(165)	(224)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	33	(499)	
622	(89)	(108)		Esclusione special item:	1.162	(42)	
				di cui:			
199		(46)		Oneri (proventi) non ricorrenti	239	35	
423	(89)	(62)		Altri special item	923	(77)	
2.355	1.892	2.678	13,7	Utile netto adjusted di competenza Eni	10.412	9.470	(9,0)
178	154	159	(10,7)	Utile netto adjusted di terzi azionisti	606	624	3,0
2.533	2.046	2.837	12,0	Utile netto adjusted	11.018	10.094	(8,4)
				Dettaglio per settore di attività ^(a)			
1.304	1.372	2.063	58,2	Exploration & Production	7.279	6.491	(10,8)
873	465	894	2,4	Gas & Power	2.862	2.936	2,6
115	95	(26)	..	Refining & Marketing	629	319	(49,3)
141	18	(91)	..	Petrochimica	174	57	(67,2)
131	174	180	37,4	Ingegneria & Costruzioni	400	658	64,5
(85)	(43)	(47)	44,7	Altre attività	(301)	(210)	30,2
57	(70)	(100)	..	Corporate e società finanziarie	54	(141)	..
(3)	35	(36)		Effetto eliminazione utili interni ^(b)	(79)	(16)	
0,41	0,59	0,82	100,0	Utile netto di competenza Eni	2,49	2,73	9,6
1,06	1,62	2,38	..	per azione (€)	6,26	7,49	19,6
0,64	0,52	0,73	14,1	Utile netto adjusted di competenza Eni	2,81	2,58	(8,2)
1,65	1,43	2,12	28,5	per azione (€)	7,07	7,07	..
				per ADR (\$)			
3.684,7	3.667,6	3.661,0	(0,6)	Numero medio ponderato delle azioni	3.701,3	3.669,2	(0,9)
1.778	3.366	2.468	38,8	in circolazione ^(c)	17.001	15.517	(8,7)
2.944	2.679	3.657	24,2	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.833	10.593	35,2
				Investimenti tecnici			

(a) Per la definizione di utile netto adjusted per settore v. pag. 24.

(b) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
59,68	74,87	88,70	48,6	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	65,14	72,52	11,3
1,290	1,375	1,449	12,3	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,256	1,371	9,2
46,26	54,45	61,21	32,3	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	51,86	52,90	2,0
2,18	4,04	4,07	86,7	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	3,79	4,52	19,3
1,69	2,94	2,81	66,3	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,02	3,30	9,3
3,6	4,5	4,7	30,6	Euribor - a tre mesi (%)	3,1	4,3	38,7
5,3	5,8	5,0	(5,7)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	5,2	5,3	1,9

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

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

Quarto trimestre 2007

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del quarto trimestre 2007 di €3.010 milioni è aumentato di €1.490 milioni rispetto al quarto trimestre 2006 (+98%) per effetto essenzialmente dell'incremento di €1.209 milioni dell'utile operativo (+30,6%) e della diminuzione delle imposte sul reddito di €285 milioni determinata dall'adeguamento della fiscalità differita alle minori aliquote e alle altre modifiche delle imposte italiane sul reddito previste dalla Legge Finanziaria per il 2008.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** è di €2.678 milioni, in aumento del 13,7% rispetto al quarto trimestre 2006. L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €224 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €108 milioni, con un effetto complessivo di -€332 milioni. Gli *special item* comprendono essenzialmente il provento (€394 milioni) derivante dall'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane. Questi proventi unitamente a componenti positive non ricorrenti di €46 milioni, sono stati parzialmente compensati da altri *special item* relativi a svalutazioni di *asset*, oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

Risultati per settore

L'aumento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dal maggiore utile netto *adjusted* registrato nel settore:

- **Exploration & Production** (+€759 milioni; +58,2%) che riflette il miglioramento della *performance* operativa (+€932 milioni, pari al 29,2%) dovuto essenzialmente all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +48,3%; gas naturale +13,2%), parzialmente assorbito dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, nonché dai maggiori costi e ammortamenti. All'incremento del risultato ha contribuito la diminuzione di 7,8 punti percentuali del *tax rate adjusted* anche per effetto dello stanziamento di imposte differite attive relativamente a perdite fiscali di cui è divenuto probabile l'utilizzo.

Tale incremento è stato parzialmente assorbito dal significativo peggioramento della *performance* registrato nei settori:

- **Petrochimica** che nel trimestre ha consuntivato una perdita su base *adjusted* di €91 milioni con un peggioramento di €232 milioni rispetto al quarto trimestre 2006, dovuto essenzialmente alla flessione dei margini di vendita delle *commodity* petrolchimiche a causa dell'aumento del costo della carica petrolifera non interamente trasferito sui prezzi finali;
- **Refining & Marketing** con €26 milioni di perdita su base *adjusted* e un peggioramento di €141 milioni rispetto al quarto trimestre 2006 dovuto all'andamento negativo dello scenario di raffinazione, che ha penalizzato in particolare la redditività delle raffinerie complesse Eni e all'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. Il risultato di periodo ha risentito anche della flessione dei margini di distribuzione dei prodotti petroliferi sul mercato rete ed extrarete.

Esercizio 2007

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del 2007 di €10.011 milioni è aumentato di €794 milioni rispetto al 2006 (+8,6%) per effetto essenzialmente della diminuzione delle imposte sul reddito di €1.349 milioni, in parte connessa all'adeguamento della fiscalità differita alle minori aliquote e alle altre modifiche delle imposte italiane sul reddito previste dalla Legge Finanziaria per il 2008. Questo fattore positivo è stato parzialmente attenuato dalla riduzione di €459 milioni dell'utile operativo registrata essenzialmente nel settore Exploration & Production.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** è di €9.470 milioni, in riduzione del 9% rispetto al 2006. L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €499 milioni e gli *special item* costituiti da proventi netti di €42 milioni, con un effetto complessivo di -€541 milioni.

La **redditività del capitale investito (ROACE)** calcolata su base *adjusted* per il 2007 raggiunge il 19,3% (22,7% nel 2006), che si ridetermina in 19,9% assumendo, al 31 dicembre 2007, l'avvenuto esercizio delle opzioni d'acquisto attribuite a Gazprom relativamente al 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% della quota Eni (60%) delle tre società russe attive nel gas acquistate nell'ambito dell'asta per gli *asset ex-Yukos*.

Risultati per settore

La flessione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-€788 milioni; -10,8%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-€1.712 milioni, pari al 10,9%) dovuto all'apprezzamento del 9,2% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-14,7 milioni di boe) e ai maggiori costi operativi e ammortamenti (in particolare di ricerca esplorativa per €703 milioni), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori prezzi di realizzo (petrolio +12,7%; gas naturale +2,2%);
- **Refining & Marketing** (-€310 milioni; -49,3%) per effetto della riduzione dei margini di raffinazione realizzati, in particolare sulle lavorazioni complesse e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Sul peggioramento del risultato ha influito anche la flessione del risultato delle attività di *marketing* in Italia;
- **Petrochimica** (-€117 milioni; -67,2%), dovuto al peggioramento della *performance* operativa (-€129 milioni) connesso alla riduzione dei margini di vendita dei prodotti.

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

- **Ingegneria & Costruzioni** (+€258 milioni; +64,5%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€332 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Gas & Power** (+€74 milioni; +2,6%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€210 milioni, pari al 5,4%).

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31 Dic. 2006	30 Set. 2007	31 Dic. 2007	Var. ass. vs 31 Dic. 2006	Var. ass. vs 30 Set. 2007
Capitale immobilizzato	54.234	60.501	62.911	8.677	2.410
Capitale di esercizio netto	(5.197)	(4.622)	(3.068)	2.129	1.554
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.071)	(934)	(935)	136	(1)
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto		114	286	286	172
Capitale investito netto	47.966	55.059	59.194	11.228	4.135
Patrimonio netto	41.199	43.629	42.867	1.668	(762)
Indebitamento finanziario netto	6.767	11.430	16.327	9.560	4.897
Coperture	47.966	55.059	59.194	11.228	4.135

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2006 (cambio EUR/USD 1,472 al 31 dicembre 2007 contro 1,317 al 31 dicembre 2006, +11,8%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2007, una diminuzione del valore contabile del **capitale investito netto** di circa €2.850 milioni, del patrimonio netto di circa €2.000 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €850 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€62.911 milioni) aumenta di €8.677 milioni rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto degli investimenti tecnici (€10.593 milioni) e delle acquisizioni di *asset* e partecipazioni immobilizzate (€7.138 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni (€7.236 milioni) e dall'effetto cambio.

Il **capitale di esercizio netto** (-€3.068 milioni) è aumentato di €2.129 milioni per effetto essenzialmente: (i) dell'acquisto della partecipazione del 20% nella società di diritto russo OAO Gazprom Neft, società quotata sulla borsa di Londra, acquistata da Eni nell'ambito dell'asta per gli *asset ex-Yukos*; (ii) dell'incremento di valore delle rimanenze valutate al costo medio ponderato dovuto all'aumento dei prezzi petroliferi; (iii) dei minori debiti tributari in parte connessi alla riduzione delle passività per imposte differite italiane.

La principale variazione in diminuzione è rappresentata dalla variazione negativa del *fair value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa derivanti dalla vendita in anni futuri di circa il 2% delle riserve certe Eni al 31 dicembre 2006, al netto del relativo effetto fiscale (*cash flow hedge*). Tali strumenti derivati sono stati attivati nell'anno a fronte dell'acquisto di *asset petroliferi* nel Golfo del Messico e Congo.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89% (90% al 31 dicembre 2006).

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
1.778	3.366	2.468	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	17.001	15.517
(2.944)	(2.679)	(3.657)	Investimenti tecnici	(7.833)	(10.593)
			Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(95)	(9.909)
(19)	(3.776)	(1.198)	Dismissioni	329	659
201	452	55	Dividendi agli azionisti Eni e acquisto di azioni proprie	(5.851)	(5.264)
(2.315)	(147)	(2.394)	Dividendi agli azionisti e acquisto di azioni proprie altre società consolidate	(699)	(647)
(155)	(11)	(67)	Differenze cambio e altre variazioni	856	677
537	487	(104)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	3.708	(9.560)
(2.917)	(2.308)	(4.897)			

Il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (€15.517 milioni) e gli incassi da dismissioni hanno coperto parte dei fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici (€10.593 milioni); (ii) alle acquisizioni di partecipazioni e *asset* (€9.909 miliardi, compreso l'indebitamento finanziario netto acquisito); (iii) al pagamento dei dividendi agli azionisti di Eni SpA e all'acquisto di azioni proprie (complessivamente €5.264 milioni), nonché al pagamento dei dividendi e all'acquisto di azioni proprie da parte di altre società consolidate quotate, essenzialmente Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA (complessivamente €647 milioni).

Tali flussi hanno determinato un incremento dell'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2007 di €9.560 milioni a €16.327 milioni.

Rispetto al 30 settembre 2007, l'indebitamento finanziario netto registra un aumento di €4.897 milioni per effetto essenzialmente dei fabbisogni finanziari del quarto trimestre connessi agli investimenti tecnici (€3.657 milioni) e in partecipazioni (€1.198 milioni riferiti al 24,9% di Burren Energy, al 16,11% della Ceska Rafinerska e al 13,6% del consorzio Angola LNG, compreso l'indebitamento finanziario netto acquisito), al pagamento dell'acconto dividendo 2007 di €2.199 milioni e all'acquisto di 7,94 milioni di azioni proprie al costo di €195 milioni, a fronte del flusso di cassa netto da attività di esercizio di €2.468 milioni.

Il **leverage** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,38 al 31 dicembre 2007. Assumendo al 31 dicembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società ex-Yukos, il *leverage* si ridetermina in 0,31.

Dividendi e acquisto di azioni proprie

Nel 2007 Eni ha distribuito **dividendi** ai propri azionisti per complessivi €4.583 milioni, di cui €2.384 hanno riguardato il pagamento del saldo dividendo 2006 e €2.199 milioni la distribuzione dell'acconto a valere sul dividendo 2007.

Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2007 sono inoltre stati acquistati 27,56 milioni di **azioni proprie** per il corrispettivo di €681 milioni (in media €24,694 per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 363 milioni di azioni proprie, pari al 9,05% del capitale sociale, per il corrispettivo di €6.193 milioni (in media €17,081 per azione).

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha esaminato altresì il preconsuntivo 2007 di Eni SpA, redatto in base agli *IFRS*, che chiude con l'utile netto di €6.600 milioni (€5.866 milioni nel 2006⁵). L'aumento di €734 milioni è dovuto essenzialmente ai maggiori proventi netti su partecipazioni (€1.168 milioni), alle minori imposte sul reddito (€739 milioni), al maggior risultato operativo (€312 milioni). Questi effetti positivi sono in parte assorbiti dai maggiori oneri finanziari netti (€1.485 milioni).

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2007.

(5) Pro-forma, assumendo l'efficacia delle incorporazioni di Enifin SpA e di Eni Portugal Investment SpA al 1° gennaio 2006.

Exploration & Production

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		Var. %	
					2006	2007		
Risultati								
6.152	6.411	8.038	30,7	Ricavi della gestione caratteristica	27.173	27.278	0,4	
3.141	3.309	3.929	25,1	Utile operativo	15.580	13.788	(11,5)	
54		198		Esclusione <i>special item</i>	183	263		
		1		di cui:				
		197		Oneri (proventi) non ricorrenti		(11)		
54		150		Altri <i>special item</i>	183	274		
51				- Svalutazioni	231	226		
(7)				- Plusvalenze nette su cessione di asset	(61)			
10		5		- Oneri incentivazione all'esodo	13	6		
		42		- Altro		42		
3.195	3.309	4.127	29,2	Utile operativo adjusted	15.763	14.051	(10,9)	
(22)	26	22		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(59)	44		
(18)	23	53		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	85	176		
(1.851)	(1.986)	(2.139)		Imposte sul reddito ^(a)	(8.510)	(7.780)		
58,7	59,1	50,9		Tax rate (%)	53,9	54,5		
1.304	1.372	2.063	58,2	Utile netto adjusted	7.279	6.491	(10,8)	
				I risultati includono:				
1.418	1.377	1.702	20,0	- Ammortamenti e svalutazioni	4.776	5.626	17,8	
				di cui:				
315	389	366	16,2	Costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	820	1.370	67,1	
104	115	130	25,0	Costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	255	407	59,6	
1.937	1.725	2.063	6,5	Investimenti tecnici	5.203	6.625	27,3	
				di cui:				
706	449	462	(34,6)	ricerca esplorativa ^(b)	1.348	1.659	23,1	
Produzioni ^{(c)(d)}								
1.079	975	1.048	(2,9)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	1.079	1.020	(5,5)
117	111	125	6,8	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	112	116	3,6
1.796	1.659	1.815	1,1	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.770	1.736	(1,9)
Prezzi medi di realizzo								
54,85	70,95	81,32	48,3	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	60,09	67,70	12,7
190,39	181,37	215,56	13,2	Gas naturale	(\$/kmc)	187,25	191,37	2,2
45,53	54,38	62,13	36,5	Idrocarburi	(\$/boe)	48,87	53,17	8,8
Prezzi medi dei principali marker di mercato								
59,68	74,87	88,70	48,6	Brent dated	(\$/bbl)	65,14	72,52	11,3
46,26	54,45	61,21	32,3	Brent dated	(€/bbl)	51,86	52,90	2,0
59,94	75,48	90,66	51,3	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	66,00	72,26	9,5
235,20	217,89	247,21	5,1	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	238,02	246,50	3,6

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 36.

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

(e) Include i condensati.

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €4.127 milioni è aumentato di €932 milioni rispetto al quarto trimestre 2006, pari al 29,2%, per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +48,3%; gas naturale +13,2%), parzialmente assorbito dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €530 milioni), dai maggiori costi operativi e ammortamenti, compresi i maggiori costi di ricerca esplorativa.

I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media del 36,5% sostenuti da quelli sui greggi che sono aumentati in misura pari al *marker* di mercato Brent per effetto della contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti.

L'utile netto *adjusted* di €2.063 milioni è aumentato di €759 milioni rispetto al quarto trimestre 2006 (+58,2%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa, del contributo positivo delle società collegate, in particolare Bonny LNG, nonché della riduzione di circa 7,8 punti percentuali del *tax rate adjusted* (dal 58,7 al 50,9%) dovuta in particolare allo stanziamento di imposte differite attive relativamente a perdite fiscali di cui è divenuto probabile l'utilizzo.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di €14.051 milioni è diminuito di €1.712 milioni rispetto al 2006, pari al 10,9%, per effetto essenzialmente:

- dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa €1.400 milioni);
- della flessione della produzione venduta (-14,7 milioni di boe);
- dei maggiori costi di ricerca esplorativa (€703 milioni; €840 milioni a cambi costanti);
- dell'incremento dei costi operativi legato ai fenomeni inflativi dell'industria e degli ammortamenti di sviluppo.

L'utile netto *adjusted* del 2007 di €6.491 milioni si riduce di €788 milioni (-10,8%), per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del *tax rate*, dal 53,9% al 54,5%, determinato principalmente dall'impatto della modifica del regime fiscale dell'Algeria implementato nel secondo semestre 2006.

Gli *special item* dell'utile operativo *adjusted* di €263 milioni nel 2007 (€198 milioni nel trimestre) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

La produzione giornaliera del quarto trimestre 2007 (1.815 mila boe/giorno) è aumentata di 19 mila boe/giorno rispetto al quarto trimestre 2006 (+1,1%) per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo (+94 mila boe/giorno), nonché della crescita organica registrata in Libia e Egitto, parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali (-22 mila boe/giorno). L'incremento del prezzo del petrolio ha comportato minori attribuzioni di volumi (-58 mila boe/giorno) nei *Production Sharing Agreement (PSA)*. Escludendo tale effetto, la produzione aumenta di circa il 4%. La quota di produzione estera è stata dell'89% (87% nel quarto trimestre 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (1.048 mila barili/giorno) è diminuita di 31 mila barili/giorno, pari al 2,9%. Le principali riduzioni hanno riguardato la Nigeria e il Regno Unito. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Golfo del Messico e Congo in relazione al contributo degli *asset* acquisiti; (ii) Egitto per la crescita di el Temsah.

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (125 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 8 milioni di metri cubi/giorno, pari al 6,8%, essenzialmente nel Golfo del Messico e per il *build-up* del Western Libyan Gas Project. Le principali riduzioni sono state registrate in Italia, per il declino produttivo dei giacimenti maturi, e Nigeria.

Nel 2007 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.736 mila boe/giorno è diminuita di 34 mila boe/giorno rispetto al 2006, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle fermate di impianti in Nigeria (-25 mila boe/giorno) a causa delle tensioni sociali, di fermate non programmate e inconvenienti tecnici in particolare nel Mare del Nord, del declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito, e dell'effetto prezzo nei *PSA*. Il confronto con il 2006 risente anche dell'espropriazione degli *asset* del giacimento Dación in Venezuela con effetto dal 1° aprile 2006 (-15 mila barili/giorno). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo (+45 mila boe/giorno in media annua), nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan. La quota di produzione estera è stata dell'88% (87% nel 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del 2007 (1.020 mila barili/giorno) è diminuita di 59 mila barili/giorno, pari al 5,5%. Le principali riduzioni hanno riguardato la Nigeria, il Venezuela e il Regno Unito per i motivi descritti. I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico per il contributo degli *asset* acquisiti, nonché in Egitto e Kazakhstan per la positiva *performance* dei giacimenti in produzione.

La produzione di gas naturale del 2007 (116 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,6%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del Western Libyan Gas Project, e Golfo del Messico per il contributo degli *asset* acquisiti.

Riserve certe di idrocarburi pro-forma^(a)

		Esercizio		Var. %
		2006	2007 ^(c)	
Riserve certe^(b)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.481	3.219	(7,5)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	480	512	6,7
Idrocarburi	(milioni di boe)	6.436	6.370	(1,0)
di cui:				
Italia		805	747	(7,2)
Estero		5.631	5.623	(0,1)
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	2.144	1.974	(7,9)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	311	317	1,9
Idrocarburi	(milioni di boe)	4.059	3.925	(3,3)

(a) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione d'acquisto del 51% che se esercitata ridurrebbe la quota Eni al 30%. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.

(b) Include la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

(c) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state iscritte in base al *working interest* al 31 dicembre 2007 (Eni 18,52%).

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda le società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e valutate all'*equity*, le riserve certe sono rappresentate al 30% tenuto conto del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. In base a tale assunzione, l'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)			
Riserve certe al 31 dicembre 2006			6.436
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito al lordo della <i>price revision</i>		453	
<i>Price revision</i> nei PSA		(350)	
Promozioni nette			103
Acquisizioni			465
Produzione			(634)
Riserve certe al 31 dicembre 2007			6.370
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i>	(%)		90
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> al lordo dell'effetto prezzo	(%)		145

Nel 2007 le promozioni nette a riserve certe (103 milioni di boe) sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (202 milioni di boe), in particolare in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Tunisia e Stati Uniti; (ii) miglioramenti di recupero assistito (24 milioni di boe) in particolare in Algeria e Angola.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal saldo negativo di -123 milioni di boe delle revisioni di precedenti stime. Le revisioni negative sono riferite essenzialmente all'impatto stimato in -350 milioni di boe dei maggiori prezzi del petrolio nella determinazione degli *entitlement* secondo lo schema del PSA sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 96,02 dollari/barile per il *marker* Brent rispetto a 58,925 dollari a fine 2006. Tali revisioni negative hanno riguardato in particolare Kazakhstan, Libia e Angola e sono state in parte compensate da revisioni positive registrate in Egitto, Italia, Nigeria e Norvegia.

Le acquisizioni (465 milioni di boe) si riferiscono essenzialmente al 30% delle riserve certe delle tre società russe del gas acquisite nell'asta per gli *asset* della società in liquidazione Yukos, nonché alle proprietà acquisite nel Golfo del Messico e Congo.

Assumendo al 30% le riserve certe delle tre società russe ex-Yukos, nel 2007 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe⁶ è stato del 90% nonostante il significativo impatto prezzo associato ai PSA (145% al lordo dell'effetto prezzo nei PSA). La vita utile residua delle riserve è di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2006).

Considerando le riserve delle società russe del gas ex-Yukos sulla base dell'attuale quota di partecipazione (60%), le riserve certe al 31 dicembre 2007 sono pari a 6.678 milioni di boe, con un tasso di rimpiazzo *all sources* del 138%.

(6) Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal *management* per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Gas & Power

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
Risultati							
8.170	5.215	8.696	6,4	Ricavi della gestione caratteristica	28.368	27.633	(2,6)
1.303	590	1.431	9,8	Utile operativo	3.802	4.127	8,5
(41)	(28)	(36)		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(67)	44	
7	19	(86)		Esclusione <i>special item</i>	147	(79)	
				di cui:			
(2)		(43)		Oneri (proventi) non ricorrenti	55	(61)	
9	19	(43)		Altri <i>special item</i>	92	(18)	
2	1	13		- Oneri ambientali	44	15	
				- Svalutazioni	51		
15	18	15		- Oneri incentivazione all'esodo	37	38	
(8)		(71)		- Altro	(40)	(71)	
1.269	581	1.309	3,2	Utile operativo adjusted	3.882	4.092	5,4
832	131	826	(0,7)	Mercato e distribuzione	2.062	2.202	6,8
286	272	288	0,7	Trasporto Italia	1.087	1.114	2,5
144	131	167	16,0	Trasporto Internazionale	579	585	1,0
7	47	28	..	Generazione Elettrica ^(a)	154	191	24,0
(1)	4	3		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	16	11	
97	78	124		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	489	420	
(492)	(198)	(542)		Imposte sul reddito ^(b)	(1.525)	(1.587)	
36,0	29,9	37,7		Tax rate (%)	34,8	35,1	
873	465	894	2,4	Utile netto adjusted	2.862	2.936	2,6
453	362	478	5,5	Investimenti tecnici	1.174	1.366	16,4
Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)							
23,90	17,11	25,13	5,1	Vendite delle società consolidate	85,76	84,83	(1,1)
15,64	11,46	16,15	3,3	Italia (inclusi gli autoconsumi)	57,07	56,08	(1,7)
8,14	5,29	8,81	8,2	Resto d'Europa	27,93	27,86	(0,3)
0,12	0,36	0,17	41,7	Extra Europa	0,76	0,89	17,1
1,97	1,96	2,74	39,1	Vendite delle società collegate (quota Eni)	7,65	8,74	14,2
25,87	19,07	27,87	7,7	Totale vendite e autoconsumi G&P	93,41	93,57	0,2
1,22	1,26	1,88	54,1	Upstream in Europa e Golfo del Messico	4,69	5,39	14,9
27,09	20,33	29,75	9,8	Totale vendite mondo	98,10	98,96	0,9
Trasporto di gas naturale							
22,45	16,98	24,41	8,7	in Italia (miliardi di metri cubi)	87,99	83,28	(5,4)
14,97	10,60	15,08	0,7	per conto Eni	57,09	52,39	(8,2)
7,48	6,38	9,33	24,7	per conto terzi	30,90	30,89	..
7,79	8,67	8,28	6,3	Vendite di energia elettrica (terawattora)	31,03	33,19	7,0

(a) A partire dal 1° gennaio 2007 i risultati della "commercializzazione di energia elettrica" sono inclusi nell'attività "mercato e distribuzione" per effetto del riassetto delle attività power. Conseguentemente, l'attività "generazione di energia elettrica" svolta dalla controllata EniPower include solo i risultati dell'attività di produzione di energia elettrica. I risultati dei periodi posti a confronto non sono stati oggetto di restatement.

(b) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre 2007 di €1.309 milioni è aumentato di €40 milioni rispetto al quarto trimestre 2006, pari al 3,2%, per effetto:

- della crescita delle vendite di gas delle società consolidate (+1,23 miliardi di metri cubi, pari al 5,1%) legate ad un favorevole effetto climatico nel periodo e all'incremento delle vendite all'estero;
- del miglioramento della *performance* dei *business* regolati in Italia (trasporto e distribuzione del gas) per effetto dei volumi e dei miglioramenti di efficienza.

Nel confronto con il quarto trimestre 2006 l'effetto di questi fattori positivi è quasi completamente compensato dal provento (circa €134 milioni) rilevato nel quarto trimestre 2006 e connesso ai provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'applicazione della delibera n. 134/2006 comportò la parziale eccedenza delle passività stanziata nel 2005 e nel primo semestre 2006 a fronte degli oneri stimati per l'adeguamento dei prezzi di fornitura, anche in relazione all'adempimento da parte Eni dell'obbligo di rinegoziare i contratti con i grossisti su basi coerenti con il nuovo meccanismo di indicizzazione.

L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre 2007 di €894 milioni è aumentato di €21 milioni rispetto al quarto trimestre 2006 (+2,4%) in particolare per effetto dei migliori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di €4.092 milioni è aumentato di €210 milioni rispetto al 2006, pari al 5,4%, nonostante l'andamento negativo delle vendite di gas (-0,93 miliardi di metri cubi, pari all'1,1% per le società consolidate) penalizzate dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. All'aumento dell'utile hanno contribuito essenzialmente:

- i maggiori proventi connessi all'evoluzione del quadro regolatorio in materia di prezzi delle forniture ai settori grossisti e residenziale;
- la rilevazione nel primo trimestre 2006 di oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006;
- il miglioramento della *performance* dei *business* regolati in Italia (trasporto e distribuzione del gas).

L'utile netto *adjusted* del 2007 di €2.936 milioni è aumentato di €74 milioni rispetto al 2006 (+2,6%) per effetto dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€86 milioni nel quarto trimestre; €79 milioni nell'anno) riguardano principalmente la sopravvenienza attiva rilevata a seguito della conclusione positiva del contenzioso con la Regione Sicilia riguardante il tributo istituito nel 2002 sulla proprietà di gasdotti ricadenti nel territorio regionale (€71 milioni).

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
15,65	11,46	16,17	3,3	Italia	57,09	56,13	(1,7)
3,45	2,01	3,02	(12,5)	Grossisti (aziende di vendita)	11,54	11,92	3,3
0,56	0,42	1,00	78,6	Gas release	2,00	2,37	18,5
3,50	2,57	2,87	(18,0)	Industriali	13,33	11,77	(11,7)
4,30	4,32	5,08	18,1	Termoelettrici	16,67	17,21	3,2
2,29	0,52	2,61	14,0	Residenziali	7,42	6,78	(8,6)
1,55	1,62	1,59	2,6	Autoconsumi	6,13	6,08	(0,8)
9,97	6,72	11,11	11,4	Resto d'Europa	34,81	35,02	0,6
3,78	1,61	3,35	(11,4)	Importatori in Italia	14,10	10,67	(24,3)
6,19	5,11	7,76	25,4	Mercati target	20,71	24,35	17,6
1,36	1,94	2,05	50,7	<i>Penisola Iberica</i>	5,24	6,91	31,9
1,50	1,11	1,64	9,3	<i>Germania-Austria</i>	4,72	5,03	6,6
0,90	0,15	1,22	35,6	<i>Ungheria</i>	3,10	2,74	(11,6)
0,78	0,68	0,90	15,4	<i>Nord Europa</i>	2,62	3,15	20,2
1,20	0,87	1,29	7,5	<i>Turchia</i>	3,68	4,62	25,5
0,37	0,28	0,57	54,1	<i>Francia</i>	1,07	1,62	51,4
0,08	0,08	0,09	12,5	<i>Altro</i>	0,28	0,28	..
0,25	0,89	0,59	..	Extra Europa	1,51	2,42	60,3
1,22	1,26	1,88	54,1	Upstream in Europa e Golfo del Messico	4,69	5,39	14,9
27,09	20,33	29,75	9,8	Totale vendite gas mondo	98,10	98,96	0,9

Nel quarto trimestre 2007 le vendite di gas naturale (29,75 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate in quota Eni e le vendite *upstream* in Europa e nel Golfo del Messico) sono aumentate di 2,66 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2006, pari al 9,8%. I principali incrementi hanno riguardato:

- l'Italia (+0,52 miliardi di metri cubi, pari al 3,3%) essenzialmente per la crescita delle forniture ai segmenti termoelettrico (+0,78 miliardi di metri cubi) e residenziale (+0,32 miliardi di metri cubi) anche a seguito del favorevole effetto climatico, parzialmente assorbita dalle minori forniture ai settori industriale (-0,63 miliardi di metri cubi) e grossisti (-0,43 miliardi di metri cubi), per effetto della pressione competitiva e dell'avvio di un nuovo programma di *gas release* in base agli impegni concordati con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato⁷;
- i mercati *target* del resto d'Europa (+1,57 miliardi di metri cubi, pari al 25,4%), per la crescita organica registrata in Spagna (+0,69 miliardi di metri cubi), Francia (+0,20 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,14 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+0,12 miliardi di metri cubi);
- le forniture di GNL sui mercati asiatici e nordamericani (+0,27 miliardi di metri cubi) da parte della collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%).

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle forniture agli importatori in Italia (-0,43 miliardi di metri cubi) essenzialmente per le minori forniture di gas libico e per la cessazione del contratto con Promgas.

Nel 2007 le vendite di gas naturale (98,96 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate in quota Eni e le vendite *upstream* in Europa e nel Golfo del Messico) sono aumentate di 0,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari allo 0,9%, per effetto delle maggiori vendite sui mercati internazionali. La crescita è stata registrata in particolare nelle principali aree di consumo *target* del resto d'Europa (+3,64 miliardi di metri cubi) in termini di quota di mercato, essenzialmente in Spagna (+1,67 miliardi di metri cubi), Turchia (+0,94 miliardi di metri cubi), Francia (+0,55 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+0,53 miliardi di metri cubi). I mercati dell'extra Europa hanno registrato una crescita del 60,3% (+0,91 miliardi di metri cubi) attribuibile all'aumento dei volumi di GNL venduti sui mercati dell'Estremo Oriente e degli Stati Uniti da parte della collegata Unión Fenosa Gas.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate:

- nelle vendite agli importatori in Italia (-3,43 miliardi di metri cubi) in particolare per la circostanza che parte delle forniture di gas libico è stata sostituita con vendite dirette in Italia agli stessi clienti in relazione all'esigenza di ottimizzare la produzione dei giacimenti Eni, nonché per la cessazione del contratto con Promgas;
- nelle vendite in Italia (-0,96 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%), in particolare nei segmenti industriale (-1,56 miliardi di metri cubi), anche in relazione alla pressione competitiva, e residenziale (-0,64 miliardi di metri cubi); in aumento le vendite ai termoelettrici (+0,54 miliardi di metri cubi) e ai grossisti (+0,38 miliardi di metri cubi).

Le vendite di energia elettrica di 33,19 TWh sono aumentate del 7% rispetto al 2006 (+6% nel quarto trimestre) per effetto della crescita dell'attività di commercializzazione. La produzione venduta di 25,49 TWh è aumentata del 2,7% per effetto dell'entrata a regime di nuova capacità di generazione.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'*EBITDA* proforma *adjusted* del settore Gas & Power e il dettaglio per area di *business*:

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
1.532	797	1.592	3,9	EBITDA adjusted	4.896	5.077	3,7
918	268	829	(9,7)	<i>Mercato</i>	2.378	2.435	2,4
327	215	426	30,3	<i>Business regolati</i>	1.222	1.289	5,5
243	234	275	13,2	<i>Trasporto internazionale</i>	1.009	1.028	1,9
44	80	62	40,9	<i>Generazione elettrica</i>	287	325	13,2

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma includendo cioè, oltre all'*EBITDA* delle società possedute al 100%, la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* di Snam Rete Gas (56%, quota determinata tenendo conto delle azioni pro-

(7) Si tratta degli impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale GNL di Panigaglia. Il programma di *gas release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.

prie detenute dalla stessa società), interamente consolidata nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*, e delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*.

Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad una *utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*.

L'*EBITDA adjusted* non è previsto né dagli *IFRS*, né dagli U.S. GAAP.

Refining & Marketing

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
8.579	9.052	10.383	21,0	Risultati			
(386)	282	27	..	Ricavi della gestione caratteristica	38.210	36.315	(5,0)
386	(219)	(252)		Utile operativo	319	729	..
148	56	130		Esclusione (utile) perdita di magazzino	215	(658)	
				Esclusione <i>special item</i> :	256	258	
				di cui:			
109		(2)		Oneri (proventi) non ricorrenti	109	35	
39	56	132		Altri <i>special item</i>	147	223	
27	42	54		- Oneri ambientali	111	128	
13		57		- Svalutazioni	14	58	
4		9		- Accantonamenti a fondo rischi	8	9	
30	16	12		- Oneri incentivazione all'esodo	47	31	
(35)	(2)			- Altro	(33)	(3)	
148	119	(95)	..	Utile operativo adjusted	790	329	(58,4)
31	28	14		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	184	126	
(64)	(52)	55		Imposte sul reddito ^(a)	(345)	(136)	
35,8	35,4	67,9		Tax rate (%)	35,4	29,9	
115	95	(26)	..	Utile netto adjusted	629	319	(49,3)
272	231	429	57,7	Investimenti	645	979	51,8
				Margine di raffinazione			
2,18	4,04	4,07	86,7	Brent (\$/bbl)	3,79	4,52	19,3
1,69	2,94	2,81	66,3	Brent (€/bbl)	3,02	3,30	9,3
4,87	5,19	6,12	25,7	Ural (\$/bbl)	7,04	6,45	(8,4)
				Lavorazioni e vendite (milioni di tonnellate)			
9,05	8,28	8,07	(10,8)	Lavorazioni in conto proprio in Italia	33,35	32,45	(2,7)
1,20	1,14	1,34	11,7	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	4,69	4,70	0,2
				Lavorazioni complessive delle raffinerie			
7,36	6,98	7,05	(4,2)	interamente possedute	27,17	27,79	2,3
2,16	2,25	2,19	1,4	Rete Italia	8,66	8,62	(0,5)
0,96	1,05	1,09	13,5	Rete resto d'Europa	3,82	4,03	5,5
3,12	3,30	3,28	5,1	Subtotale Rete	12,48	12,65	1,4
2,93	2,85	2,97	1,4	Extrarete Italia	11,74	11,09	(5,5)
1,06	1,14	1,18	11,3	Extrarete resto d'Europa	4,19	4,39	4,8
0,10	0,14	0,16	60,0	Extrarete altro estero	0,41	0,57	39,0
5,97	4,47	6,29	5,4	Altre vendite	22,31	21,45	(3,9)
13,18	11,90	13,88	5,3	Vendite	51,13	50,15	(1,9)
				Vendite per area geografica			
7,71	6,65	7,35	(4,7)	Italia	30,43	28,05	(7,8)
2,02	2,19	2,27	12,4	Resto d'Europa	8,01	8,42	5,1
3,45	3,06	4,26	23,5	Altro estero	12,69	13,68	7,8

(a) Escludono gli *special item*.

Nel quarto trimestre 2007 il settore Refining & Marketing ha registrato la perdita operativa su base *adjusted* di €95 milioni con un peggioramento di €243 milioni rispetto al quarto trimestre 2006 per effetto:

- della significativa flessione dei margini di raffinazione realizzati dovuta all'apprezzamento delle quotazioni dei greggi pesanti che ha penalizzato le raffinerie complesse Eni, alla flessione dei margini dei prodotti secondari

(basi lubrificanti, bitumi) per i quali l'aumento delle quotazioni internazionali di riferimento è stato inferiore rispetto all'aumento del costo della carica, nonché all'apprezzamento dell'euro sul dollaro;

- della diminuzione dei margini di distribuzione, in particolare sulla rete, a causa dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi che non è stato interamente trasferito nei prezzi finali di vendita.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal buon andamento dei volumi sui mercati rete ed extrarete in Italia e nel resto d'Europa, anche per effetto del contributo degli *asset* acquisiti.

La perdita netta su base *adjusted* del quarto trimestre 2007 pari a €26 milioni rappresenta un peggioramento di €141 milioni rispetto al quarto trimestre 2006.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di €329 milioni è diminuito di €461 milioni rispetto al 2006 (-58,4%) per effetto essenzialmente della flessione del risultato dell'attività di raffinazione dovuta all'andamento sfavorevole dello scenario per le raffinerie complesse e all'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

L'attività commerciale in Italia ha registrato un minore risultato operativo per effetto:

- dei minori margini conseguiti sul mercato rete;
- del minore risultato dell'attività extrarete per la diminuzione dei margini e per i minori volumi venduti (-1,8%) che hanno risentito delle condizioni climatiche eccezionalmente miti del primo trimestre.

L'utile netto *adjusted* del 2007 pari a €319 milioni è diminuito di €310 milioni (-49,3%).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €258 milioni nel 2007 (€130 milioni nel quarto trimestre) riguardano principalmente oneri ambientali, svalutazioni di *asset*, l'accantonamento al fondo rischi a fronte di un procedimento in corso con l'autorità antitrust europea e oneri per incentivazione all'esodo.

Nel quarto trimestre 2007 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (9,41 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 833 mila tonnellate rispetto al quarto trimestre 2006, pari all'8,1%, per effetto della flessione in Italia (-981 mila tonnellate, pari al 10,8%), parzialmente assorbita dall'aumento all'estero (+148 mila tonnellate, pari all'11,7%) per effetto dei maggiori volumi sulla Ceska Rafinerska per l'incremento della quota di partecipazione.

La diminuzione in Italia risente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo a fine 2006 che ha pesato sul trimestre per 463 mila tonnellate (1.402 mila tonnellate sul 2007), pari al 5,1%. A struttura costante i volumi lavorati in conto proprio in Italia sono diminuiti di 518 mila tonnellate, pari al 5,7%, in particolare sulle raffinerie di Sannazzaro e Milazzo, a causa della fermata per manutenzione programmata, e Taranto per inconvenienti tecnici.

Nel 2007 le lavorazioni in conto proprio (37,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di 883 mila tonnellate, pari al 2,3%, essenzialmente in Italia a causa della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, come descritto. A struttura costante le lavorazioni in Italia (32,45 milioni di tonnellate) sono aumentate di 500 mila tonnellate rispetto al 2006, pari all'1,5% per effetto dei maggiori volumi processati sugli impianti di Livorno e Gela, in relazione a minori fermate.

Nel quarto trimestre 2007 le vendite di prodotti petroliferi (13,88 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 0,7 milioni di tonnellate rispetto al quarto trimestre 2006, pari al 5,3%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete all'estero e in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (2,19 milioni di tonnellate) sono aumentate di 33 mila tonnellate rispetto al quarto trimestre 2006, pari all'1,4%, registrando una dinamica leggermente superiore a quella dei consumi nazionali per effetto delle iniziative di *marketing* intraprese. L'incremento ha riguardato le vendite di gasolio; in flessione le vendite di benzina.

Le vendite extrarete in Italia (2,97 milioni di tonnellate) sono aumentate di 41 mila tonnellate, pari all'1,4% in particolare per le maggiori vendite di gasolio.

Nel resto d'Europa le vendite sono aumentate di circa 130 mila tonnellate, pari al 13,5%, sul mercato rete e di 120 mila tonnellate, pari all'11,3%, sul mercato extrarete essenzialmente in Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca e Ungheria per il consolidamento dei volumi degli *asset* acquisiti.

Nel 2007 le vendite di prodotti petroliferi (50,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,98 milioni di tonnellate rispetto al 2006, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle minori vendite a società petrolifere e *trader* in Italia, delle minori forniture di *feedstock* al settore Petrolchimica per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo, nonché della flessione registrata sul mercato extrarete in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (8,62 milioni di tonnellate) sono diminuite di 39 mila tonnellate rispetto al 2006, pari allo 0,5%, in linea con la dinamica dei consumi nazionali. La quota di mercato è del 29,2% (29,3% nel 2006).

Le vendite extrarete in Italia (11,09 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 650 mila tonnellate, pari al 5,5%; la riduzione riflette la minore domanda di olio combustibile per usi termoelettrici, le condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e, in misura minore, GPL) nel primo trimestre dell'anno, nonché la pressione competitiva; tali riduzioni sono state solo in parte compensate dalle maggiori vendite di cherosene per la ripresa del settore avio.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (4,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di 212 mila tonnellate, pari al 5,5%. Le vendite extrarete (4,39 milioni di tonnellate) sono aumentate di 205 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 4,8%. La crescita dei volumi è dovuta essenzialmente al contributo degli *asset* acquisiti.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
21.416	20.190	25.292	18,1	Ricavi della gestione caratteristica	86.105	87.170	1,2
302	164	218	(27,8)	Altri ricavi e proventi	783	827	5,6
(15.874)	(14.227)	(18.162)	(14,4)	Costi operativi	(61.140)	(61.893)	(1,2)
(182)		48		di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(239)	(8)	
(1.887)	(1.748)	(2.182)	(15,6)	Ammortamenti e svalutazioni	(6.421)	(7.236)	(12,7)
3.957	4.379	5.166	30,6	Utile operativo	19.327	18.868	(2,4)
52	(52)	(56)	..	Proventi (oneri) finanziari netti	161	(83)	..
157	495	257	63,7	Proventi netti su partecipazioni	903	1.243	37,7
4.166	4.822	5.367	28,8	Utile prima delle imposte	20.391	20.028	(1,8)
(2.468)	(2.363)	(2.183)	11,5	Imposte sul reddito	(10.568)	(9.219)	12,8
59,2	49,0	40,7		Tax rate (%)	51,8	46,0	
1.698	2.459	3.184	87,5	Utile netto	9.823	10.809	10,0
				di cui:			
1.520	2.146	3.010	98,0	- utile netto di competenza Eni	9.217	10.011	8,6
178	313	174	(2,2)	- utile netto di terzi azionisti	606	798	31,7
1.520	2.146	3.010	98,0	Utile netto di competenza Eni	9.217	10.011	8,6
213	(165)	(224)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	33	(499)	
622	(89)	(108)		Esclusione special item	1.162	(42)	
				di cui:			
199		(46)		- oneri (proventi) non ricorrenti	239	35	
423	(89)	(62)		- altri special item	923	(77)	
2.355	1.892	2.678	13,7	Utile netto adjusted di competenza Eni ^(a)	10.412	9.470	(9,0)

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

Non-GAAP Measure

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

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati con imputazione a conto economico in quanto non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati di copertura ai fini *IFRS* 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 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)

Quarto trimestre 2007

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.929	1.431	27	(142)	236	(162)	(95)	(58)	5.166
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(36)	(252)	13					(275)
Esclusione <i>special item</i> di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	1	(43)	(2)	(8)	7	(4)	1		(48)
Altri special item:	197	(43)	132	8	7	118	30		449
- Oneri ambientali		13	54			127	12		206
- Svalutazioni	150		57			4			211
- Accantonamenti a fondo rischi			9			4	3		16
- Oneri per incentivazione all'esodo	5	15	12	8	7	5	15		67
- Altro	42	(71)				(22)			(51)
Special item dell'utile operativo	198	(86)	130	0	14	114	31		401
Utile operativo adjusted	4.127	1.309	(95)	(129)	250	(48)	(64)	(58)	5.292
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	22	3				(4)	(100)		(79)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	53	124	14	(1)	13	5	4		212
Imposte sul reddito ^(a)	(2.139)	(542)	55	39	(83)		60	22	(2.588)
Tax rate (%)	50,9	37,7	67,9						47,7
Utile netto adjusted	2.063	894	(26)	(91)	180	(47)	(100)	(36)	2.837
di cui:									
Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti									159
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.678
Utile netto di competenza Eni									3.010
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(224)
Esclusione <i>special item</i> :									(108)
- Oneri (proventi) non ricorrenti									(46)
- Altri <i>special item</i>									(62)
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.678

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2006

	EBP	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.141	1.303	(386)	72	149	(221)	(89)	(12)	3.957
Esclusione (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 special item:	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 cessione di asset	(7)								(7)
- Accantonamenti a fondo rischi			4	11					15
- Oneri per incentivazione all'esodo	10	15	30	14	2	1	29		101
- Altro		(8)	(35)	(2)		7	(4)		(42)
Special item dell'utile operativo	54	7	148	86	3	144	36		478
Utile operativo adjusted	3.195	1.269	148	154	152	(77)	(53)	(12)	4.776
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(22)	(1)				(7)	87		57
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(18)	97	31	1	47	(1)	1		158
Imposte sul reddito ^(a)	(1.851)	(492)	(64)	(14)	(68)		22	9	(2.458)
Tax rate (%)	58,7	36,0	35,8						49,2
Utile netto adjusted	1.304	873	115	141	131	(85)	57	(3)	2.533
di cui:									
Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti									178
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.355
Utile netto di competenza Eni									1.520
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 adjusted di competenza Eni									2.535

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

2007

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.788	4.127	729	74	837	(444)	(217)	(26)	18.868
Esclusione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione <i>special item</i>									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	(11)	(61)	35	(2)	(4)	61	(10)		8
Altri special item:	274	(18)	223	24	7	176	44		730
- Oneri ambientali		15	128			210	12		365
- Svalutazioni	226		58			6			290
- Accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
- Oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
- Altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
Special item dell'utile operativo	263	(79)	258	22	3	237	34		738
Utile operativo adjusted	14.051	4.092	329	90	840	(207)	(183)	(26)	18.986
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	44	11		1		(8)	(154)		(106)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito ^(a)	(7.780)	(1.587)	(136)	(35)	(262)		192	10	(9.598)
Tax rate (%)	54,5	35,1	29,9						48,7
Utile netto adjusted	6.491	2.936	319	57	658	(210)	(141)	(16)	10.094
di cui:									
Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti									624
Utile netto adjusted di competenza Eni									9.470
Utile netto di competenza Eni									10.011
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(499)
Esclusione <i>special item</i> :									(42)
- Oneri (proventi) non ricorrenti									35
- Altri <i>special item</i>									(77)
Utile netto adjusted di competenza Eni									9.470

(a) I valori escludono gli *special item*.

(€ milioni)

2006

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(67)	215	(60)					88
Esclusione <i>special item</i>									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		55	109	13		62			239
Altri special item:	183	92	147	94	3	261	56		836
- Oneri ambientali		44	111			126	11		292
- Svalutazioni	231	51	14	50	1	22			369
- Plusvalenze nette su cessione di asset	(61)								(61)
- Accantonamenti a fondo rischi			8	31		75			114
- Oneri per incentivazione all'esodo	13	37	47	19	2	17	43		178
- Altro		(40)	(33)	(6)		21	2		(56)
Special item dell'utile operativo	183	147	256	107	3	323	56		1.075
Utile operativo adjusted	15.763	3.882	790	219	508	(299)	(240)	(133)	20.490
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(59)	16				(7)	205		155
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	85	489	184	2	66	5			831
Imposte sul reddito ^(a)	(8.510)	(1.525)	(345)	(47)	(174)		89	54	(10.458)
Tax rate (%)	53,9	34,8	35,4						48,7
Utile netto adjusted	7.279	2.862	629	174	400	(301)	54	(79)	11.018
di cui:									
Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti									606
Utile netto adjusted di competenza Eni									10.412
Utile netto di competenza Eni									9.217
Esclusione (utile) perdita di magazzino									33
Esclusione <i>special item</i> :									1.162
- Oneri (proventi) non ricorrenti									239
- Altri <i>special item</i>									923
Utile netto adjusted di competenza Eni									10.412

(a) I valori escludono gli *special item*.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
182		(48)	Oneri (proventi) non ricorrenti	239	8
		(9)	di cui:		
		(39)	<i>effetto curtailment del TFR</i>		(83)
182			<i>accantonamenti/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust</i>	239	91
296	104	449	Altri special item:	836	730
102	43	206	oneri ambientali	292	365
127	(4)	211	svalutazioni	369	290
(7)			plusvalenze nette su cessione di asset	(61)	
15	(3)	16	accantonamenti a fondo rischi	114	22
101	70	67	oneri per incentivazione all'esodo	178	156
(42)	(2)	(51)	altro	(56)	(103)
478	104	401	Special item dell'utile operativo	1.075	738
5		(23)	Oneri (proventi) finanziari	(6)	(23)
1	(322)	7	Oneri (proventi) su partecipazioni	(72)	(321)
			di cui:		
			<i>plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Eléctrica Nacional</i>	(73)	
	(290)		<i>plusvalenza per cessione della partecipazione in Haldor Topsøe AS e Camom SA</i>		(290)
138	(30)	(508)	Imposte sul reddito	165	(610)
		(394)	di cui:		(394)
			<i>adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane</i>		
			<i>supplemental tax rate UK</i>	91	
179			<i>wind-fall tax Algeria</i>	179	
2			<i>contenzioso fiscale in Venezuela</i>	77	
622	(248)	(123)	Totale special item dell'utile netto	1.162	(216)
			di cui:		
	(159)	(15)	<i>quota degli special item di competenza di terzi azionisti</i>		(174)
	(89)	(108)	<i>quota degli special item di competenza Eni</i>		(42)

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007	Var. % IV trim. 07 vs 06		Esercizio		
					2006	2007	Var. %
3.195	3.309	4.127	29,2	Exploration & Production	15.763	14.051	(10,9)
1.269	581	1.309	3,2	Gas & Power	3.882	4.092	5,4
148	119	(95)	..	Refining & Marketing	790	329	(58,4)
154	30	(129)	..	Petrochimica	219	90	(58,9)
152	211	250	64,5	Ingegneria & Costruzioni	508	840	65,4
(77)	(43)	(48)	37,7	Altre attività	(299)	(207)	30,8
(53)	(18)	(64)	(20,8)	Corporate e società finanziarie	(240)	(183)	23,8
(12)	56	(58)		Effetto eliminazione utili interni	(133)	(26)	
4.776	4.245	5.292	10,8		20.490	18.986	(7,3)

Stato patrimoniale riclassificato

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)

	31 Dic. 2006	30 Set. 2007	31 Dic. 2007	Var. ass. vs 31 Dic. 2006	Var. ass. vs 30 Set. 2007
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	44.312	49.029	50.132	5.820	1.103
Altre immobilizzazioni	629	585	563	(66)	(22)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.827	1.987	2.235	408	248
Attività immateriali	3.753	4.335	4.336	583	1
Partecipazioni	4.246	5.473	6.111	1.865	638
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	557	388	725	168	337
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.090)	(1.296)	(1.191)	(101)	105
	54.234	60.501	62.911	8.677	2.410
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	4.752	5.272	5.380	628	108
Crediti commerciali	15.230	14.383	15.632	402	1.249
Debiti commerciali	(10.528)	(10.375)	(11.093)	(565)	(718)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.396)	(7.415)	(4.414)	982	3.001
Fondi per rischi e oneri	(8.614)	(8.280)	(8.486)	128	(206)
Altre attività (passività) d'esercizio:					
- Partecipazioni		2.520	2.476	2.476	(44)
- Altre attività (passività) ^(a)	(641)	(727)	(2.563)	(1.922)	(1.836)
	(5.197)	(4.622)	(3.068)	2.129	1.554
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.071)	(934)	(935)	136	(1)
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto		114	286	286	172
CAPITALE INVESTITO NETTO	47.966	55.059	59.194	11.228	4.135
Patrimonio netto					
di competenza:					
- Eni	39.029	41.266	40.428	1.399	(838)
- terzi azionisti	2.170	2.363	2.439	269	76
	41.199	43.629	42.867	1.668	(762)
Indebitamento finanziario netto	6.767	11.430	16.327	9.560	4.897
COPERTURE	47.966	55.059	59.194	11.228	4.135

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €248 milioni (€245 milioni al 31 dicembre 2006 e €269 milioni al 30 settembre 2007) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €368 milioni (€417 milioni al 31 dicembre 2006 e €482 milioni al 30 settembre 2007).

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)

	31 Dic. 2006	30 Set. 2007	31 Dic. 2007	Var. ass. vs 31 Dic. 2006	Var. ass. vs 30 Set. 2007
Debiti finanziari e obbligazionari	11.699	15.701	19.830	8.131	4.129
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.290	7.244	8.500	4.210	1.256
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	7.409	8.457	11.330	3.921	2.873
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.985)	(3.676)	(2.114)	1.871	1.562
Titoli non strumentali all'attività operativa	(552)	(178)	(174)	378	4
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(395)	(417)	(1.215)	(820)	(798)
Indebitamento finanziario netto	6.767	11.430	16.327	9.560	4.897
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	43.629	42.867	1.668	(762)
Leverage	0,16	0,26	0,38	0,22	0,12

Assumendo al 31 dicembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto di OAO Gazprom Neft e del 51% delle società ex-Yukos, il *leverage* si ridetermina in 0,31.

PRESTITI OBBLIGAZIONARI SCADENTI NEI DICHIOTTO MESI SUCCESSIVI AL 31 DICEMBRE 2007

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 Dic. ^(a)
Eni Coordination Center SA	388
Eni USA Inc	196
	584

(a) Gli ammontari in euro al 31 dicembre 2007 comprendono il disaggio di emissione/rateo maturato di interessi.

PRESTITI OBBLIGAZIONARI EMESSI NEL 2007 (GARANTITI DA ENI SPA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 Dic. ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	Euro	997	14/11/2017	fisso	4,750
Eni Coordination Center	5.001	Yen	31	09/10/2016	fisso	2,655
Eni Coordination Center	15.000	Yen	91	28/12/2037	fisso	2,810
			1.119			

(a) Gli ammontari in euro al 31 dicembre 2007 comprendono il rateo maturato di interessi.

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006		41.199
Utile netto	10.809	
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da <i>cash flow hedge</i>	(1.351)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.583)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(289)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(681)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	55	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas)	(201)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.984)	
Altre variazioni	(107)	
Totale variazioni		1.668
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2007		42.867
<i>di competenza:</i>		
Eni		40.428
terzi azionisti		2.439

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana. 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)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2007				
	E&P	G&P	R&M	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	6.491	2.936	319	10.094
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	174
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.491	2.936	319	10.268
<i>Capitale investito netto adjusted</i>				
a inizio periodo	18.590	18.906	5.631	47.966
a fine periodo	24.643	20.547	7.149	58.702
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	21.617	19.727	6.390	53.334
ROACE <i>adjusted</i> (%)	30,0	14,9	5,0	19,3

Assumendo al 31 dicembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (quota Eni 60%), il ROACE di Gruppo e della divisione Exploration & Production si rideterminano rispettivamente in 19,9% e 32,5%.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2006				
	E&P	G&P	R&M	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	7.279	2.862	629	11.018
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	46
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	7.279	2.862	629	11.064
<i>Capitale investito netto adjusted</i>				
a inizio periodo	20.206	18.978	5.993	49.692
a fine periodo	18.590	18.864	5.766	47.999
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	19.398	18.921	5.880	48.846
ROACE <i>adjusted</i> (%)	37,5	15,1	10,7	22,7

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 ^(a)

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
1.698	2.459	3.184	Utile netto	9.823	10.809
			<i>a rettifica:</i>		
1.568	1.566	1.909	Ammortamenti e altri componenti non monetari	5.753	6.346
(4)	(285)	2	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(59)	(309)
2.314	2.348	2.132	Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	10.435	8.850
5.576	6.088	7.227	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	25.952	25.696
(847)	(1.375)	(1.215)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.024)	(1.667)
(2.951)	(1.347)	(3.544)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(7.927)	(8.512)
1.778	3.366	2.468	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	17.001	15.517
(2.944)	(2.679)	(3.657)	Investimenti tecnici	(7.833)	(10.593)
(19)	(3.776)	(954)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(95)	(9.665)
201	455	28	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	328	659
407	82	(323)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	361	(35)
(577)	(2.552)	(2.438)	Free cash flow	9.762	(4.117)
(247)	148	(857)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	216	(479)
839	(148)	4.275	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(682)	8.761
(2.412)	(117)	(2.453)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.443)	(5.836)
(77)	(23)	(89)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(201)	(200)
(2.474)	(2.692)	(1.562)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	2.652	(1.871)

VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
(577)	(2.552)	(2.438)	Free cash flow	9.762	(4.117)
		(244)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(244)
	(3)	27	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	1	
72	364	211	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	388	637
(2.412)	(117)	(2.453)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.443)	(5.836)
(2.917)	(2.308)	(4.897)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	3.708	(9.560)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 54 e 55 della Relazione semestrale consolidata al 30 giugno 2007.

Investimenti tecnici

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
139			Acquisto di riserve proved e unproved	152	96
139			Italia	139	
			Africa Settentrionale	10	11
			Africa Occidentale		
			Resto del mondo	3	85
706	449	462	Esplorazione	1.348	1.659
38	24	18	Italia	128	104
91	105	106	Africa Settentrionale	270	380
366	51	51	Africa Occidentale	471	239
75	30	39	Mare del Nord	174	193
8	9	8	Area Caspio	25	36
128	230	240	Resto del mondo	280	707
1.056	1.258	1.565	Sviluppo	3.629	4.788
133	144	208	Italia	403	606
209	233	320	Africa Settentrionale	701	948
294	349	472	Africa Occidentale	864	1.343
121	102	92	Mare del Nord	406	397
137	200	217	Area Caspio	593	733
162	230	256	Resto del mondo	662	761
36	18	36	Altro	74	82
1.937	1.725	2.063		5.203	6.625

GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
397	267	379	Italia	1.014	1.063
56	95	99	Estero	160	303
453	362	478		1.174	1.366
22	13	23	Mercato	63	52
	1	1	Italia		2
22	12	22	Estero	63	50
54	42	97	Distribuzione	158	195
287	272	306	Trasporto	724	944
253	189	229	Italia	627	691
34	83	77	Estero	97	253
90	35	52	Generazione elettrica	229	175
453	362	478		1.174	1.366

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio	
				2006	2007
241	213	377	Italia	547	873
31	18	52	Estero	98	106
272	231	429		645	979
139	178	283	Raffinazione, supply e logistica	376	675
139	178	283	Italia	376	675
90	53	144	Marketing	223	282
59	35	92	Italia	125	176
31	18	52	Estero	98	106
43		2	Altre attività	46	22
272	231	429		645	979

Exploration & Production

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio		
				2006	2007	
1.796	1.659	1.815	Produzione giornaliera di idrocarburi^(a)	(migliaia di boe)	1.770	1.736
232	204	207	Italia		238	212
571	568	641	Africa Settentrionale		555	594
372	324	316	Africa Occidentale		372	327
291	213	279	Mare del Nord		282	261
119	104	111	Area Caspio		103	112
211	246	261	Resto del mondo		220	230
159,1	147,0	162,1	Produzione venduta^(a)	(milioni di boe)	625,1	611,4

PRODUZIONE GIORNALIERA DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio		
				2006	2007	
1.079	975	1.048	Produzione giornaliera di petrolio e condensati^(a)	(migliaia di barili)	1.079	1.020
80	73	73	Italia		79	75
334	315	372	Africa Settentrionale		329	337
315	275	271	Africa Occidentale		322	280
181	136	167	Mare del Nord		178	157
75	67	64	Area Caspio		64	70
94	109	101	Resto del mondo		107	101

PRODUZIONE GIORNALIERA DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2006	III trim. 2007	IV trim. 2007		Esercizio		
				2006	2007	
117	111	125	Produzione giornaliera di gas naturale^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi)	112	116
25	21	22	Italia		26	22
39	41	44	Africa Settentrionale		37	42
9	8	7	Africa Occidentale		8	8
18	13	18	Mare del Nord		17	17
7	6	8	Area Caspio		6	7
19	22	26	Resto del mondo		18	20

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,4 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2007, 8,2 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2006, 8,4 milioni di metri cubi/giorno e 8,1 milioni di metri cubi/giorno rispettivamente nel 2007 e nel 2006).

Schemi riclassificati di Eni SpA

Conto economico riclassificato

(€ milioni)

	Esercizio		
	2006	2007	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	52.985	48.272	(4.713)
Altri ricavi e proventi	255	168	(87)
Costi operativi	(49.264)	(44.118)	5.146
<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(164)	21	
Ammortamenti e svalutazioni	(829)	(863)	(34)
Utile operativo	3.147	3.459	312
Proventi (oneri) finanziari netti	98	(1.387)	(1.485)
Proventi netti su partecipazioni	3.785	4.953	1.168
Utile prima delle imposte	7.030	7.025	(5)
Imposte sul reddito	(1.164)	(425)	739
Utile netto	5.866	6.600	734

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31.12.06	31.12.07	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	5.507	5.748	241
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.701	2.109	408
Attività immateriali	948	1.019	71
Partecipazioni	20.897	23.545	2.648
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	6.662	7.985	1.323
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(313)	(240)	73
	35.402	40.166	4.764
Capitale di esercizio netto	(128)	(667)	(539)
Fondi per benefici ai dipendenti	(310)	(288)	22
Capitale investito netto	34.964	39.211	4.247
Patrimonio netto	26.935	28.926	1.991
Avanzo di fusione	588		(588)
Indebitamento finanziario netto	7.441	10.285	2.844
Coperture	34.964	39.211	4.247