



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL PRIMO TRIMESTRE 2007

TARGET DI CRESCITA DELLA PRODUZIONE NEL 2007-2010 IN AUMENTO DAL 3% AL 4%

- Utile netto *adjusted*: €2,68 miliardi (-9,3%)
- Utile netto: €2,59 miliardi (-13%)
- Cash flow: €5,56 miliardi
- Aumentano del 50% a €2 miliardi gli investimenti tecnici e in progetti esplorativi
- Produzione di idrocarburi: 1,73 milioni di boe/giorno (-5,1%); confermato sull'anno lo stesso livello di produzione del 2006
- Vendite di gas: 28,1 miliardi di metri cubi, in calo del 9,8% a causa del clima mite; confermato sull'anno l'incremento rispetto al 2006
- Rivisto dal 3% al 4% il tasso di crescita medio della produzione atteso nel periodo 2007-2010 per effetto delle acquisizioni nel Golfo del Messico, Congo e Alaska
- Acquisizioni rilevanti anche in Russia, Angola ed Europa Centro Orientale

San Donato Milanese, 11 maggio 2007 – Il Consiglio di Amministrazione Eni ha esaminato ieri sera i risultati consolidati del primo trimestre 2007 (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"In un trimestre caratterizzato dall'impatto negativo della flessione dei prezzi del petrolio, del rafforzamento dell'euro e del clima eccezionalmente mite rispetto allo stesso periodo del 2006, Eni ha conseguito risultati eccellenti al top del settore in Europa. Nei primi mesi di quest'anno abbiamo portato a termine con successo l'acquisizione di importanti asset petroliferi che daranno un contributo decisivo alla nostra strategia di crescita nei prossimi anni."

IV trim. 2006		I trim.		
		2006	2007	Var. %
	Risultati economici (€ milioni)			
3.957	Utile operativo	5.595	5.105	(8,8)
4.776	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)	5.533	5.253	(5,1)
1.520	Utile netto ^(b)	2.974	2.588	(13,0)
0,41	- per azione (€) ^(c)	0,80	0,70	(12,5)
1,06	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	1,92	1,83	(4,7)
2.355	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}	2.954	2.680	(9,3)
0,64	- per azione (€) ^(c)	0,79	0,73	(7,6)
1,65	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	1,90	1,91	0,5

(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 16.

(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 2 azioni.

Highlight finanziari

- L'utile operativo *adjusted* di €5,25 miliardi è diminuito del 5,1% rispetto al primo trimestre 2006 per effetto della flessione della *performance* operativa della divisione Exploration & Production attribuibile principalmente all'impatto negativo dell'apprezzamento del 9% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta e alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari. Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dal miglioramento della *performance* registrato nei *business downstream* e nel settore Ingegneria & Costruzioni;
- L'utile netto *adjusted* (€2,68 miliardi) è diminuito del 9,3% a causa della riduzione dell'utile operativo e dell'incremento degli oneri finanziari netti per effetto essenzialmente della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati;
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €5,56 miliardi ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €2,01 miliardi, all'acquisto di azioni proprie di €203 milioni, nonché di ridurre l'indebitamento finanziario netto di €2,92 miliardi;
- Gli investimenti tecnici di €2,01 miliardi sono aumentati del 50,2% rispetto al primo trimestre 2006 ed hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'attività esplorativa, l'*upgrading* della rete di trasporto nazionale e internazionale del gas e le raffinerie;
- Il ROACE¹ calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2007 è del 22,7% (21,8% per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2006);
- Il *leverage*¹ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,09 al 31 marzo 2007.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2006			I trim.		
			2006	2007	Var. %
	Principali indicatori operativi				
1.796	Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.827	1.734	(5,1)
1.079	petrolio	(migliaia di barili)	1.143	1.030	(9,9)
117	gas naturale	(milioni di metri cubi)	111	115	3,6
26,93	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	31,20	28,14	(9,8)
1,06	di cui: vendite gas Upstream in Europa		1,12	1,07	(4,5)
7,79	Vendita di energia elettrica	(terawattora)	7,73	7,61	(1,6)
3,13	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	2,93	2,88	(1,7)

- Produzione di idrocarburi: 1,73 milioni di boe/giorno, in riduzione del 5,1% rispetto al primo trimestre 2006 per effetto essenzialmente degli impatti negativi della perdita della produzione del giacimento Daciòn in Venezuela (-60 mila barili/giorno), a causa della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato (PDVSA) del contratto di servizio con effetto dal 1° aprile 2006, e delle tensioni sociali in Nigeria. Escludendo tali impatti, la produzione è rimasta sostanzialmente in linea con il primo trimestre 2006. L'incremento della produzione registrato in Libia, Kazakhstan e nel Golfo del Messico è stato compensato dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia, e da fermate di impianti;
- Vendite di gas mondo: 28,1 miliardi di metri cubi, in riduzione del 9,8% per effetto della flessione della domanda europea di gas a causa delle condizioni climatiche eccezionalmente miti, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dalla crescita in alcuni mercati *target* (in particolare Turchia e Spagna);
- Scenario caratterizzato dal calo dei prezzi del petrolio con la quotazione media del Brent di 57,75 dollari/barile, in riduzione del 6,5% rispetto al primo trimestre del 2006 e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+9%). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'andamento favorevole dei parametri energetici e di cambio per la determinazione dei prezzi di acquisto e di vendita del gas, dall'incremento dei margini di raffinazione (+3,7% il margine di raffinazione Brent) e dei margini di vendita dei prodotti petrolchimici.

¹ In questo comunicato apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per il *leverage* e l'indebitamento finanziario netto v. pag. 22; per il ROACE v. pag. 23.

Principali iniziative di sviluppo

- Acquisizione di *asset* nel Golfo del Messico: Eni ha acquisito dalla società statunitense Dominion Resources attività di esplorazione, sviluppo e produzione con riserve certe e probabili in quota Eni di 222 milioni di boe e una produzione incrementale media a partire dalla data di efficacia del 1° luglio di 75 mila boe/giorno attesa nel periodo 2007-2010. La maggior parte degli *asset* esplorativi e in produzione saranno operati da Eni;
- Acquisizione di *asset* ex-Yukos: nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, Eni in *partnership* con Enel (60% Eni, 40% Enel) si è aggiudicata l'asta relativa al 100% delle società OAO Artic Gas Company, ZAO Urengoil Inc, OAO Neftegaztehnologia che possiedono importanti riserve prevalentemente a gas; Eni ha anche rilevato il 20% di OAO Gazprom Neft. Gazprom ha l'opzione per rilevare il 51% delle tre società acquisite e l'intero 20% di OAO Gazprom Neft;
- Acquisizione di *asset* operati in Congo: Eni ha acquisito da Maurel&Prom attività di esplorazione e di produzione nell'*onshore* con riserve certe e probabili in quota Eni di 126 milioni di boe e una produzione incrementale attesa al 2010 di 28 mila boe/giorno;
- Acquisizione di una rete di distribuzione di carburanti in Europa Centro Orientale: Eni ha acquisito da Exxon Mobil Central Europe 102 stazioni di servizio localizzate in repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria, nonché attività commerciali complementari;
- Acquisizione di un'ulteriore quota nel giacimento Nikaitchuq in Alaska, raggiungendo il 100% della titolarità. Lo sviluppo in corso del giacimento metterà in produzione riserve aggiuntive certe e probabili di 70 milioni di boe con avvio atteso a fine 2009;
- *Memorandum of Understanding* con Sonangol per l'acquisizione della quota del 13,6% nell'impianto di GNL della capacità di 5 milioni di tonnellate che sarà realizzato dal consorzio Angola LNG Limited.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2007 sono confermate positive; in particolare:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** sullo stesso livello del 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent per il 2007 di circa 55 dollari/barile. Le produzioni incrementali attese nella seconda metà dell'anno da parte degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché il *build-up* della produzione di gas libico consentiranno di assorbire la flessione registrata nel primo trimestre in relazione all'aggravarsi delle tensioni locali in Nigeria e alla perdita della produzione di Daciòn in Venezuela;
- **volumi venduti di gas nel mondo:** in aumento rispetto al 2006 di circa l'1% (97,48 miliardi di metri cubi nel 2006) per effetto dell'incremento atteso in alcuni mercati *target* del resto d'Europa, in particolare, Penisola Iberica, Nord Europa, Francia e Germania/Austria;
- **vendite di energia elettrica:** previste in leggero aumento rispetto al 2006;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, il cui impatto sarà compensato dalle maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Gela, di Livorno e di Taranto;
- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in leggero aumento rispetto al 2006 (12,48 milioni di tonnellate nel 2006) sia in Italia che nel resto d'Europa in relazione alla crescita del numero degli impianti anche attraverso l'acquisto di stazioni di servizio nei mercati *target*.

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici per €10,5 miliardi, in crescita del 34% rispetto al 2006, di cui l'86% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Sono inoltre previsti esborsi per circa €9,2 miliardi per acquisizioni di *asset* e di partecipazioni: alcune già concluse nel mese di aprile 2007 (*asset* ex Yukos), altre per le quali il *closing* è previsto entro la fine dell'anno (*asset upstream* nel Golfo del Messico e in Congo e rete commerciale in Europa Centro Orientale). Qualora Gazprom esercitasse entro il 2007 le opzioni d'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società ex Yukos, gli investimenti complessivi netti si ridurrebbero a circa €16,2 miliardi. Sulla base degli esborsi programmati per gli investimenti e la remunerazione del capitale proprio e assumendo uno scenario di prezzo medio annuo del Brent di 55 dollari/barile, Eni prevede a fine esercizio un *leverage* compreso nell'intervallo 0,3-0,4 in funzione dell'esercizio o meno da parte di Gazprom delle predette opzioni d'acquisto.

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

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

* * *

Contatti societari

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

Investor Relations

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

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

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: ufficiostampa@eni.it

Tel.: +39 0252031287 - +39 0659822040

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i. v.

Registro Imprese di Roma, c. f. 00484960588

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

* * *

Il presente comunicato e la relazione trimestrale al 31 marzo 2007, non sottoposta a revisione contabile, sono anche disponibili sul sito Internet Eni all'indirizzo www.eni.it.

Sintesi dei risultati del primo trimestre

(€ milioni)

IV trim. 2006		I trim.		Var. %
		2006	2007	
21.416	Ricavi della gestione caratteristica	23.584	21.913	(7,1)
3.957	Utile operativo	5.595	5.105	(8,8)
341	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(94)	155	
478	Esclusione <i>special item</i> :	32	(7)	
	di cui			
184	- oneri (proventi) non ricorrenti			
294	- altri <i>special item</i>	32	(7)	
4.776	Utile operativo adjusted	5.533	5.253	(5,1)
1.520	Utile netto di competenza Eni	2.974	2.588	(13,0)
213	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(59)	97	
622	Esclusione <i>special item</i> :	39	(5)	
	di cui			
184	- oneri (proventi) non ricorrenti			
438	- altri <i>special item</i>	39	(5)	
2.355	Utile netto adjusted di competenza Eni	2.954	2.680	(9,3)
178	Utile netto di terzi azionisti	156	155	(0,6)
2.533	Utile netto adjusted	3.110	2.835	(8,8)
	Dettaglio per settore di attività ^(a)			
1.304	Exploration & Production	2.095	1.409	(32,7)
873	Gas & Power	879	1.159	31,9
115	Refining & Marketing	86	113	31,4
141	Petrolchimica	16	79	393,8
131	Ingegneria & Costruzioni	87	145	66,7
(85)	Altre attività	(58)	(50)	13,8
57	Corporate e società finanziarie	6	(86)	..
(3)	Effetto eliminazione utili interni ^(b)	(1)	66	..
	Utile netto di competenza Eni			
0,41	per azione (€)	0,80	0,70	(12,5)
1,06	per ADR (\$)	1,92	1,83	(4,7)
	Utile netto adjusted di competenza Eni			
0,64	per azione (€)	0,79	0,73	(7,6)
1,65	per ADR (\$)	1,90	1,91	0,5
3.684,7	Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.726,0	3.679,0	(1,3)
1.778	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	5.863	5.563	(5,1)
2.944	Investimenti tecnici	1.340	2.013	50,2

(a) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag 16.

(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.

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2006		I trim.		Var. %
		2006	2007	
59,68	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	61,75	57,75	(6,5)
1,290	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,202	1,310	9,0
46,26	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	51,37	44,08	(14,2)
2,18	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,95	3,06	3,7
1,69	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,45	2,34	(4,5)
3,6	Euribor - a tre mesi (%)	2,6	3,8	46,2
5,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	4,7	5,3	12,8

(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.

Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del primo trimestre 2007 di €2.588 milioni è diminuito di €386 milioni rispetto al primo trimestre 2006 (-13%) per effetto essenzialmente della flessione di €490 milioni dell'utile operativo (-8,8%) registrata in particolare nel settore Exploration & Production, la cui diminuzione è stata parzialmente attenuata dalla migliore *performance* dei *business downstream* e di Ingegneria & Costruzioni. Sulla riduzione dell'utile netto hanno inciso anche i maggiori oneri finanziari netti per effetto essenzialmente della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** è di €2.680 milioni, in riduzione del 9,3% rispetto al primo trimestre 2006. L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €97 milioni e gli *special item* (proventi netti di €5 milioni).

Risultati per settore

La flessione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nel settore **Exploration & Production** (-€686 milioni; -32,7%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-€1.119 milioni, pari al 26,3%) dovuto all'apprezzamento del 9% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-9,5 milioni di boe) e alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (riferita al petrolio -3,3%), nonché ai maggiori costi di ricerca esplorativa.

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

- **Gas & Power** (+€280 milioni; +31,9%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€480 milioni, pari al 40%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei margini di vendita del gas in relazione all'andamento dei parametri energetici e in particolare del cambio euro vs. dollaro. Inoltre il risultato è stato sostenuto dalla favorevole evoluzione del quadro regolatorio. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di gas delle società consolidate (-2,87 miliardi di metri cubi, pari 10,4%) per effetto della flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti, solo in parte compensata dalla crescita delle vendite in alcuni mercati *target*;
- **Refining & Marketing** (+€27 milioni; +31,4%), per effetto del miglioramento della *performance* dell'attività di raffinazione per effetto dei maggiori volumi/rese e delle minori fermate per manutenzioni degli impianti;
- **Petrochimica** (+€63 milioni; +393,8%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€99 milioni) connesso alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti.
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€58 milioni; +66,7%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€98 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Indebitamento finanziario netto e flusso di cassa

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2007 di €3.852 milioni è diminuito di €2.915 milioni rispetto al 31 dicembre 2006. Il flusso di cassa netto generato dalla gestione ammonta a €5.563 milioni. I principali fabbisogni finanziari del trimestre hanno riguardato: (i) investimenti tecnici per €2.013 milioni; (ii) l'acquisto di azioni proprie per €203 milioni da parte di Eni SpA e di €242 milioni da parte di Snam Rete Gas SpA.

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 0,09 al 31 marzo 2007.

Acquisto di azioni proprie

Nel periodo 1° gennaio-31 marzo 2007 sono state acquistate 8,52 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di €203 milioni (in media €23,847 per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000), sono state acquistate 344 milioni di azioni, pari all'8,58% del capitale sociale, per il corrispettivo di €5.716 milioni (in media €16,638 per azione).

Investimenti

Gli **investimenti tecnici** del primo trimestre 2007 ammontano a €2.013 milioni (€1.340 milioni nel primo trimestre 2006), e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€909 milioni), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola, Italia e Congo e le attività di ricerca esplorativa (€373 milioni), con investimenti concentrati per il 91% all'estero, in particolare in Norvegia, Nigeria, Egitto e Stati Uniti. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*;
- il potenziamento dei gasdotti di importazione nonché lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€144 milioni);

- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (€47 milioni);
- l'attività di raffinazione (€104 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, nonché la realizzazione di nuovi punti vendita e la ristrutturazione di quelli esistenti (€30 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€227 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

Acquisizione di *asset upstream* nel Golfo del Messico

Il 30 aprile Eni ha acquisito le attività *upstream* nel Golfo del Messico della Dominion Resources (una delle maggiori compagnie energetiche americane quotata al New York Stock Exchange), per un valore complessivo di 4,757 miliardi di dollari, ammontare che include 680 milioni di dollari di *asset* esplorativi.

L'operazione include *asset* di produzione, sviluppo ed esplorazione situati nelle acque profonde e nella parte continentale del Golfo del Messico. L'acquisizione consentirà a Eni di incrementare nel secondo semestre del 2007 la produzione *equity* nel Golfo del Messico dagli attuali 36 mila barili di olio equivalente al giorno a oltre 110 mila barili di olio al giorno, e di accrescere la propria quota di riserve certe e probabili di 222 milioni di barili a un costo di 18,4 dollari al barile. Nel periodo 2007-2010 la produzione dei giacimenti acquisiti da Eni raggiungerà mediamente i 75 mila boe/giorno.

Inoltre, Eni incrementerà ulteriormente il proprio portafoglio esplorativo nel Golfo del Messico grazie a nuove licenze con un significativo potenziale produttivo, in circa il 60% delle quali con il ruolo di operatore. L'operazione è subordinata alle necessarie approvazioni governative, all'esercizio di diritti di prelazione entro 30 giorni dalla notifica (che riguardano meno del 5% delle riserve complessive) e ad altre condizioni consuetudinarie. Il completamento della transazione è atteso per il 2 luglio 2007.

Acquisizione di *asset Yukos*

Il 4 aprile 2007 Eni, tramite la partecipazione al consorzio EniNeftegaz (60% Eni, 40% Enel SpA), ha acquisito il secondo lotto messo all'asta nel processo di liquidazione di Yukos, per un prezzo totale di 5,83 miliardi di dollari. Tale lotto include il 100% di OAO Arctic Gas Company, il 100% di ZAO Urengoil Inc. e il 100% di OAO Neftegaztehnologia.

Queste tre società possiedono cinque giacimenti di gas e condensati di gas e parte di altri giacimenti nella regione di Yamal Nenets (YNAO), la regione che produce le maggiori quantità di gas al mondo. Insieme le tre società hanno significative riserve di gas e petrolio.

Eni ed Enel hanno offerto a Gazprom un'opzione per acquisire il 51% di queste tre società entro due anni. Nel caso in cui Gazprom esercitasse la propria opzione di acquisto gli *asset* verrebbero gestiti attraverso una *joint venture* tra Eni e Gazprom che avrebbe accesso alle tecnologie più avanzate di Eni.

Il lotto include, oltre ad alcuni *asset* minori che verranno venduti o liquidati, il 20% di OAO Gazprom Neft che sarà di totale proprietà Eni.

Eni ha garantito a Gazprom l'opzione di acquisire il 20% delle azioni di Gazprom Neft in qualunque momento entro i prossimi due anni ad un prezzo di 3,7 miliardi di dollari, oltre ai costi inerenti al finanziamento dell'operazione.

Questi accordi che sanciscono l'ingresso di Eni nel mercato dell'*upstream* russo rappresentano un ulteriore passo nell'implementazione dell'alleanza strategica annunciata tra Eni e Gazprom a novembre 2006 con cui le due società hanno creato una *partnership* per il perseguimento di progetti congiunti nell'*upstream*, nel *midstream* e nel *downstream* in Russia e all'estero.

Acquisizione della rete commerciale nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Ungheria

Il 27 aprile 2007 Eni e la Exxon Mobil Central Europe holding GmbH hanno raggiunto un accordo per l'acquisizione da parte di Eni delle azioni della Esso spol s.r.o (Esso Czechia), Esso Slovensko Spol S.r.o. (Esso Slovakia) e Exxon Mobil Hungary Kft.

L'accordo, soggetto all'approvazione delle autorità locali, prevede l'acquisto della rete di vendita per 102 stazioni di servizio della Exxon Mobil nei tre Paesi e le loro attività commerciali negli aeroporti di Praga e Bratislava. Nell'accordo è prevista anche la commercializzazione dei lubrificanti gestiti dalla Exxon Mobil Petroleum and Chemical.

Acquisizione del 70% e l'Operatorship del giacimento di Nikaitchuq in Alaska

L'11 aprile 2007 Eni ha acquisito il 70% e l'*operatorship* del giacimento ad olio di Nikaitchuq, situato sia *onshore* che *offshore* nell'estremo nord dell'Alaska, nella regione del North Slope. Eni, che deteneva già il 30% nel campo, possiede ora il 100% della titolarità. L'acquisizione è il risultato di un accordo raggiunto tra Eni e Kerr-McGee Oil and Gas Corporation, società controllata al 100% da Anadarko Petroleum Corporation.

Nikaitchuq è il primo progetto che Eni potrà sviluppare in qualità di Operatore nella regione. Le perforazioni di valutazione del giacimento sono state completate confermando le previsioni. Eni sta ora programmando per Nikaitchuq un piano di sviluppo per fasi, con l'obiettivo di sanzionare il progetto entro fine anno. L'avvio delle attività di produzione è previsto per la fine del 2009. Il progetto consiste nella perforazione di circa 80 pozzi, di cui 32 situati *onshore* e i rimanenti perforati da un'isola artificiale localizzata *offshore*. I pozzi verranno successivamente collegati con un impianto di produzione situato a Oliktok Point, con l'obiettivo di raggiungere la produzione di 40 mila barili al giorno. Gli investimenti nel progetto ammontano a circa 900 milioni di dollari.

MoU per l'acquisizione di una partecipazione nell'Angola LNG Ltd

Il 2 aprile 2007 Eni ha firmato con la compagnia angolana Sonangol un *Memorandum of Understanding* per l'acquisizione di una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG). Il consorzio è impegnato nella costruzione di un impianto per la liquefazione del gas dalla capacità di 5 milioni di tonnellate/anno a Soyo, circa 300 chilometri a nord di Luanda. A seguito dell'accordo, le quote di partecipazione dell'Angola LNG Limited saranno: Sonangol (22,8%), Chevron (36,4%), Eni (13,6%), Total (13,6%) e BP (13,6%). Il progetto, che ha già ottenuto le approvazioni del Governo e del Parlamento angolani, prevede investimenti per 4 miliardi di dollari. L'impianto tratterà, in 28 anni, circa 220 miliardi di metri cubi di gas, producendo 128 milioni di tonnellate di gas naturale liquefatto, 104 milioni di barili di condensati e 257 milioni di barili di GPL. Il gas naturale liquefatto è destinato al mercato statunitense e sarà rigassificato presso l'impianto di Pascagoula, nel Golfo del Messico. Nell'ambito di questo accordo, Eni acquisirà una capacità di rigassificazione di circa 5 miliardi di metri cubi/anno.

Altre informazioni

Il Consiglio ha altresì approvato le fusioni in Eni SpA di AgipFuel, Napoletana Gas Clienti e Siciliana Gas Clienti, i cui rispettivi progetti di fusione sono stati approvati dal Consiglio il 29 marzo 2007.

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

Exploration & Production

IV trim. 2006		I trim.			
		2006	2007	Var. %	
	Risultati (€ milioni)				
6.152	Ricavi della gestione caratteristica	7.412	6.361	(14,2)	
3.141	Utile operativo	4.308	3.132	(27,3)	
54	Esclusione <i>special item</i> :	(57)			
51	- svalutazioni				
(7)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(57)			
10	- oneri incentivazione all'esodo				
3.195	Utile operativo adjusted	4.251	3.132	(26,3)	
(22)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(17)	(35)		
(18)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	10	10		
(1.851)	Imposte sul reddito ^(a)	(2.149)	(1.698)		
58,7	Tax rate (%)	50,6	54,7		
1.304	Utile netto adjusted	2.095	1.409	(32,7)	
	I risultati includono:				
1.418	- ammortamenti e svalutazioni	1.095	1.240	13,2	
419	- di cui costi di ricerca esplorativa	187	375	..	
1.937	Investimenti tecnici	961	1.366	42,1	
	Produzioni ^{(b)(c)}				
1.079	Petrolio ^(d)	(migliaia di barili/giorno)	1.143	1.030	(9,9)
117	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	111	115	3,6
1.796	Idrocaburi	(migliaia di boe/giorno)	1.827	1.734	(5,1)
	Prezzi medi di realizzo				
54,85	Petrolio ^(d)	(\$/bbl)	56,27	54,39	(3,3)
190,39	Gas naturale	(\$/kmc)	184,67	187,10	1,3
45,53	Idrocarburi	(\$/boe)	46,71	45,12	(3,4)
	Prezzi medi dei principali marker di mercato				
59,68	Brent <i>dated</i>	(\$/bbl)	61,75	57,75	(6,5)
46,26	Brent <i>dated</i>	(€/bbl)	51,37	44,08	(14,2)
59,94	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	63,29	57,99	(8,4)
235,20	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	271,90	266,60	(1,9)

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 26.

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

(d) Include i condensati.

L'utile operativo *adjusted* del primo trimestre 2007 di €3.132 milioni, si riduce di €1.119 milioni rispetto al primo trimestre 2006 (-26,3%) per effetto essenzialmente:

- dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa €300 milioni);
- della flessione della produzione venduta (-9,5 milioni di boe);
- della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio (-3,3%), in parte attenuata dall'aumento del gas (+1,3%);
- dei maggiori costi di ricerca esplorativa (€188 milioni; €218 a cambi costanti);
- dell'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti, anche in relazione a fenomeni inflativi.

L'utile netto *adjusted* di €1.409 milioni, è diminuito di €686 milioni rispetto al primo trimestre 2006, per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del tax rate, dal 50,6% al 54,7%, determinato dall'impatto dell'introduzione da parte dello Stato Algerino della *windfall tax* con efficacia 1° agosto 2006 e di un *supplemental tax rate* da parte del Governo del Regno Unito con effetti dal secondo semestre 2006.

La produzione giornaliera di idrocarburi del primo trimestre 2007 (1.734 mila boe/giorno) è diminuita di 93 mila boe/giorno rispetto al primo trimestre 2006, pari al 5,1%, per effetto essenzialmente degli impatti negativi della perdita della produzione del giacimento Daciòn in Venezuela (-60 mila barili/giorno), a causa della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato (PDVSA) del contratto di servizio con effetto dal 1° aprile 2006, e delle tensioni sociali in Nigeria. Escludendo tali impatti, la produzione è rimasta sostanzialmente in linea con il primo trimestre 2006. L'incremento della produzione registrato in Libia, Kazakhstan e nel Golfo del Messico è stato compensato dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia, e da fermate di impianti. La quota di produzione estera è stata dell'87% (86% nel primo trimestre 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (1.030 mila barili) è diminuita di 113 mila barili, pari al 9,9%. Le principali riduzioni hanno riguardato il Venezuela e la Nigeria per i motivi descritti, nonché il Regno Unito, a seguito dei problemi tecnici verificatisi al giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) e di attività di manutenzione su altri impianti, e l'Italia a causa dei problemi tecnici verificatisi all'FPSO del giacimento Aquila. I principali aumenti sono stati registrati in Kazakhstan e Stati Uniti.

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (115 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,6%, essenzialmente in Libia (entrata a regime di Bahr Essalam), Nigeria (entrata a regime del treno 5 dell'impianto GNL di Bonny), la Norvegia per la migliore performance dei principali giacimenti e l'Australia (entrata a regime fase gas di Bayu Undan). Le principali riduzioni hanno riguardato i giacimenti maturi in Italia.

Gas & Power

IV trim. 2006		I trim.		
		2006	2007	Var. %
	Risultati (€ milioni)			
8.170	Ricavi della gestione caratteristica	9.134	8.543	(6,5)
1.303	Utile operativo	1.199	1.641	36,9
(41)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(30)	40	
7	Esclusione <i>special item</i>	34	2	
	di cui:			
	Oneri (proventi) non ricorrenti			
7	Altri <i>special item</i>	34	2	
2	- oneri ambientali	20		
15	- oneri incentivazione all'esodo	14	2	
(10)	- altro			
1.269	Utile operativo adjusted	1.203	1.683	39,9
832	Mercato e distribuzione	705	1.177	67,0
286	Trasporto Italia	305	286	(6,2)
144	Trasporto Estero	154	163	5,8
7	Generazione Elettrica ^(a)	39	57	46,2
(1)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	6	3	
97	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	137	115	
(492)	Imposte sul reddito ^(b)	(467)	(642)	
36,0	Tax rate (%)	34,7	35,6	
873	Utile netto adjusted	879	1.159	31,9
453	Investimenti tecnici	151	221	46,4
	Vendite di gas naturale			
		(miliardi di metri cubi)		
14,09	Italia a terzi ^(*)	17,47	15,41	(11,8)
1,55	Autoconsumi ^(*)	1,47	1,39	(5,4)
8,14	Resto d'Europa ^(*)	8,57	7,90	(7,8)
0,12	Extra Europa	0,16	0,10	(37,5)
23,90	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	27,67	24,80	(10,4)
1,97	Vendite delle società collegate (quota Eni)	2,41	2,27	(5,8)
0,01	Italia ^(*)	0,01	0,01	
1,83	Resto d'Europa ^(*)	2,33	2,10	(9,9)
0,13	Extra Europa	0,07	0,16	..
25,87	Totale vendite e autoconsumi G&P	30,08	27,07	(10,0)
1,06	Upstream in Europa ^(*)	1,12	1,07	(4,5)
26,93	Totale vendite mondo	31,20	28,14	(9,8)
26,68	Totale vendite in Europa	30,97	27,88	(10,0)
	Transporto di gas naturale in Italia			
		(miliardi di metri cubi)		
22,45	Transporto di gas naturale in Italia	24,89	23,51	(5,5)
14,97	Per conto Eni	16,12	15,55	(3,5)
7,48	Per conto Terzi	8,77	7,96	(9,2)
7,79	Vendite di energia elettrica	7,73	7,61	(1,6)
		(terawattora)		

(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 "generazioni 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*.

(*) I segmenti di mercato corredate dall'asterisco confluiscono nella voce "Totale vendite in Europa".

L'utile operativo *adjusted* del primo trimestre 2007 di €1.683 milioni è aumentato di €480 milioni rispetto al primo trimestre 2006 (+39,9%) per effetto:

- dell'incremento dei margini di vendita del gas in relazione essenzialmente all'andamento dei parametri energetici e in particolare del cambio euro vs. dollaro;

- dell'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in relazione alla delibera n. 79/2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha rideterminato il meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima introdotto dalla delibera n. 248/2004 per il periodo 1 gennaio 2005-30 giugno 2006 rendendo parzialmente eccedenti le passività stanziata da Eni nel 2005 e nella prima metà del 2006¹;
- della rilevazione nel primo trimestre 2006 di maggiori oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di gas delle società consolidate (-2,87 miliardi di metri cubi, pari al 10,4%) per effetto della flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti, solo in parte compensata dalla crescita delle vendite in alcuni mercati *target*. L'andamento della domanda di gas ha penalizzato i volumi distribuiti e la *performance* operativa del trasporto Italia. In diminuzione anche le vendite di energia elettrica (-0,12 terawattora, pari all'1,6%).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€2 milioni) riguardano oneri per incentivazione all'esodo.

L'utile netto *adjusted* del primo trimestre 2007 di €1.159 milioni è aumentato di €280 milioni rispetto al primo trimestre 2006 (+31,9%) per effetto dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*.

Nel primo trimestre 2007, le vendite di gas naturale (28,14 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono diminuite di 3,06 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2006, pari al 9,8%, per effetto della flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite in Italia delle società consolidate (15,41 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,06 miliardi di metri cubi, pari all'11,8%, in tutti i settori di utilizzo: residenziali (-0,71 miliardi di metri cubi), industriali (-0,47 miliardi di metri cubi), grossisti (-0,44 miliardi di metri cubi) e termoelettrici (-0,34 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (7,9 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,67 miliardi di metri cubi, pari al 7,8%, in particolare a seguito della riduzione registrata: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (-0,75 miliardi di metri cubi) nonostante l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle vendite in Ungheria (-0,49 miliardi di metri cubi). Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalla crescita registrata: (i) nelle forniture al mercato turco (+0,34 miliardi di metri cubi); (ii) nelle vendite in Spagna (+0,18 miliardi di metri cubi).

¹ Per maggiori informazioni sulla delibera n. 79/2007 v. la Relazione Trimestrale Eni – Andamento dei principali settori di attività – Gas & Power, pubblicata unitamente al presente comunicato.

Refining & Marketing

IV trim. 2006		I trim.		
		2006	2007	Var. %
	Risultati (€ milioni)			
8.579	Ricavi della gestione caratteristica	9.280	7.943	(14,4)
(386)	Utile operativo	89	(10)	..
386	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(47)	112	
148	Esclusione <i>special item</i> :	47	18	
	di cui:			
109	Oneri (proventi) non ricorrenti			
39	Altri <i>special item</i>	47	18	
13	- svalutazioni			
27	- oneri ambientali	44	17	
30	- oneri incentivazione all'esodo	5	1	
4	- accantonamenti a fondo rischi	1		
(35)	- altro	(3)		
148	Utile operativo adjusted	89	120	34,8
31	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	47	51	
(64)	Imposte sul reddito ^(a)	(50)	(58)	
35,8	Tax rate (%)	36,8	33,9	
115	Utile netto adjusted	86	113	31,4
272	Investimenti	95	134	41,1
	Margine di raffinazione			
2,18	Brent (\$/bbl)	2,95	3,06	3,7
1,69	Brent (€/bbl)	2,45	2,34	(4,5)
4,87	Ural (\$/bbl)	5,76	6,07	5,4
	Lavorazioni e vendite (milioni di tonnellate)			
9,05	Lavorazioni in conto proprio in Italia	7,49	7,86	4,9
1,20	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	1,12	1,14	1,8
7,36	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute	5,86	6,67	13,8
100	Grado di utilizzo della capacità bilanciata (%)	100	100	
2,16	Rete Italia	2,06	1,98	(3,9)
0,97	Rete resto d'Europa	0,87	0,90	3,4
3,13	Sub totale Rete	2,93	2,88	(1,7)
2,93	Extrarrete Italia	2,94	2,61	(11,2)
1,06	Extrarrete resto d'Europa	1,03	1,05	1,9
0,10	Extrarrete altro estero	0,10	0,13	30,0
5,96	Altre vendite	5,32	5,67	6,6
13,18	Vendite	12,32	12,34	0,2
	Vendite per area geografica			
7,71	Italia	7,55	7,30	(3,3)
2,03	Resto d'Europa	1,90	1,95	2,6
3,44	Altro estero	2,87	3,09	7,7

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del primo trimestre 2007 di €120 milioni aumenta di €31 milioni rispetto al primo trimestre 2006 (+34,8%) per effetto essenzialmente della migliore *performance* dell'attività di raffinazione dovuta all'incremento dei volumi lavorati e delle rese anche a seguito delle minori fermate degli impianti per manutenzioni. Lo scenario di raffinazione ha avuto un impatto complessivamente negativo per effetto dell'andamento del cambio, parzialmente attenuato dal miglioramento del margine di raffinazione (+0,11 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 3,7%). L'attività commerciale ha registrato un minore risultato operativo in Italia per effetto di:

- minori margini del mercato rete;
- minori volumi nel mercato extrarete per la diminuzione dei consumi sia di gasolio e GPL legata alle temperature nel periodo eccezionalmente miti, sia di olio combustibile a causa in particolare dei minori fabbisogni per la generazione elettrica.

L'utile netto *adjusted* del primo trimestre 2007 pari a €113 milioni aumenta di €27 milioni (+31,4%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa.

Gli *special item* del trimestre (€18 milioni) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

Nel primo trimestre 2007 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (9 milioni di tonnellate) sono aumentate di 390 mila tonnellate rispetto al primo trimestre 2006, pari al 4,5%, principalmente per i maggiori volumi lavorati sulle raffinerie di Livorno e Venezia anche a seguito delle minori fermate per manutenzione. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo e dalle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Gela e Taranto per le manutenzioni programmate nei primi tre mesi dell'anno.

Le lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute (6,67 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,81 milioni di tonnellate, pari al 13,8%, in particolare sulle raffinerie di Livorno, Taranto e Venezia. La capacità bilanciata è stata interamente utilizzata.

Le vendite di prodotti petroliferi (12,34 milioni di tonnellate) sono aumentate di 20 mila tonnellate rispetto al primo trimestre 2006, pari allo 0,2%, per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e a *trader* in Italia solo in parte assorbiti dalle minori vendite alla petrolchimica in relazione alla cessazione del contratto di lavorazione su Priolo (complessivamente +350 mila tonnellate); (ii) della crescita sui mercati rete ed extrarete nel resto d'Europa (+50 mila tonnellate). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione registrata sui mercati rete ed extrarete in Italia (-410 mila tonnellate) a causa degli effetti del clima e della pressione competitiva.

Le vendite sulla rete in Italia (1,98 milioni di tonnellate) sono diminuite di 80 mila tonnellate, pari al 3,9%, per effetto della pressione competitiva e della riduzione dei consumi. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (0,9 milioni di tonnellate) sono aumentate di 30 mila tonnellate, pari al 3,4%, essenzialmente in Spagna.

Le vendite extrarete in Italia (2,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di 330 mila tonnellate, pari all'11,2%; la riduzione è dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e GPL) e alla minore domanda di olio combustibile per usi elettrici. Le vendite extrarete nel resto d'Europa (1,05 milioni di tonnellate) sono aumentate di 20 mila tonnellate, pari all'1,9%, essenzialmente in Repubblica Ceca.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2006		I trim.		Var. %
		2006	2007	
21.416	Ricavi della gestione caratteristica	23.584	21.913	(7,1)
302	Altri ricavi e proventi	209	281	34,4
(15.874)	Costi operativi	(16.739)	(15.462)	7,6
(184)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti			
(1.887)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.459)	(1.627)	(11,5)
3.957	Utile operativo	5.595	5.105	(8,8)
52	Proventi (oneri) finanziari netti	42	(133)	..
157	Proventi netti su partecipazioni	240	202	(15,8)
4.166	Utile prima delle imposte	5.877	5.174	(12,0)
(2.468)	Imposte sul reddito	(2.747)	(2.431)	11,5
59,2	Tax rate (%)	46,7	47,0	..
1.698	Utile netto	3.130	2.743	(12,4)
	di cui:			
1.520	- utile netto di competenza Eni	2.974	2.588	(13,0)
178	- utile netto di terzi azionisti	156	155	(0,6)
1.520	Utile netto di competenza Eni	2.974	2.588	(13,0)
213	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(59)	97	
622	Esclusione special item:	39	(5)	
	di cui:			
184	- oneri (proventi) non ricorrenti			
438	- altri special item	39	(5)	
2.355	Utile netto adjusted di competenza Eni ^(a)	2.954	2.680	(9,3)

(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 Measures

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

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana.

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

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

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

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

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

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

(€ milioni)

Primo trimestre 2007

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.132	1.641	(10)	115	176	(16)	(38)	105	5.105
Esclusione (utile) perdita di magazzino		40	112	3					155
Esclusione special item:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item:		2	18	4		(34)	3		(7)
oneri ambientali			17						17
svalutazioni						3			3
oneri per incentivazione all'esodo		2	1	4			3		10
altro						(37)			(37)
Special item dell'utile operativo		2	18	4		(34)	3		(7)
Utile operativo adjusted	3.132	1.683	120	122	176	(50)	(35)	105	5.253
Proventi (oneri) finanziari netti (*)	(35)	3					(101)		(133)
Proventi (oneri) su partecipazioni (*)	10	115	51		26				202
Imposte sul reddito (*)	(1.698)	(642)	(58)	(43)	(57)		50	(39)	(2.487)
Tax rate adjusted (%)	54,7	35,6	33,9						46,7
Utile netto adjusted	1.409	1.159	113	79	145	(50)	(86)	66	2.835
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									155
- utile netto adjusted di competenza Eni									2.680
Utile netto di competenza Eni									2.588
Esclusione (utile) perdita di magazzino									97
Esclusione special item:									(5)
- oneri (proventi) non ricorrenti									
- altri special item									(5)
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.680

(*) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2006

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	4.308	1.199	89	39	78	(65)	(51)	(2)	5.595
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(30)	(47)	(17)					(94)
Esclusione special item:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item:	(57)	34	47	1		2	5		32
oneri ambientali		20	44						64
svlutazioni						3			3
plusvalenze nette su cessioni di asset	(57)								(57)
accantonamenti a fondo rischi			1	2					3
oneri per incentivazione all'esodo		14	5				5		24
altro			(3)	(1)		(1)			(5)
Special item dell'utile operativo	(57)	34	47	1		2	5		32
Utile operativo adjusted	4.251	1.203	89	23	78	(63)	(46)	(2)	5.533
Proventi (oneri) finanziari netti (*)	(17)	6					53		42
Proventi (oneri) su partecipazioni (*)	10	137	47		41	5			240
Imposte sul reddito (*)	(2.149)	(467)	(50)	(7)	(32)		(1)	1	(2.705)
Tax rate adjusted (%)	50,6	34,7	36,8						46,5
Utile netto adjusted	2.095	879	86	16	87	(58)	6	(1)	3.110
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									156
- utile netto adjusted di competenza Eni									<u>2.954</u>
Utile netto di competenza Eni									<u>2.974</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(59)
Esclusione special item:									39
- oneri (proventi) non ricorrenti									
- altri special item									39
Utile netto adjusted di competenza Eni									<u>2.954</u>

(*) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2006

	E&P	C&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 special item:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			109	13		62			184
Altri special item:	54	7	39	73	3	82	36		294
oneri ambientali		2	27			62	11		102
svalutazioni	51		13	50	1	12			127
plusvalenze nette su cessioni di asset	(7)								(7)
accantonamenti a fondo rischi			4	11					15
oneri per incentivazione all'esodo	10	15	30	14	2	1	29		101
altro		(10)	(35)	(2)		7	(4)		(44)
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 ^(*)	(22)	(1)				(7)	87		57
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(*)	(18)	97	31	1	47	(1)	1		158
Imposte sul reddito ^(*)	(1.851)	(492)	(64)	(14)	(68)		22	9	(2.458)
Tax rate adjusted (%)	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 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 special item:									622
- oneri (proventi) non ricorrenti									184
- altri special item									438
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.355

(*) Escludono gli special item.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

IV trim. 2006		I trim.		Var. ass.
		2006	2007	
184	Oneri (proventi) non ricorrenti			
294	Altri <i>special item</i> :	32	(7)	(39)
102	oneri ambientali	64	17	(47)
127	svalutazioni	3	3	
(7)	plusvalenze nette su cessione di <i>asset</i>	(57)		57
15	accantonamenti a fondo rischi	3		(3)
101	oneri per incentivazione all'esodo	24	10	(14)
(44)	altro	(5)	(37)	(32)
478	Special item dell'utile operativo	32	(7)	(39)
5	Oneri (proventi) finanziari			
1	Oneri (proventi) su partecipazioni di cui:			
	<i>plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Electrica National</i>			
(73)				
138	Imposte sul reddito di cui:	7	2	(5)
179	<i>wind-fall tax Algeria</i>			
2	<i>contenzioso fiscale in Venezuela</i>	38		(38)
622	Totale special item dell'utile netto	39	(5)	(44)

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

IV trim. 2006		I trim.		Var. %
		2006	2007	
3.195	Exploration & Production	4.251	3.132	(26,3)
1.269	Gas & Power	1.203	1.683	39,9
148	Refining & Marketing	89	120	34,8
154	Petrochimica	23	122	430,4
152	Ingegneria & Costruzioni	78	176	125,6
(77)	Altre attività	(63)	(50)	(20,6)
(53)	Corporate e società finanziarie	(46)	(35)	(23,9)
(12)	Effetto eliminazione utili interni	(2)	105	..
4.776		5.533	5.253	(5,1)

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

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*).

(€ milioni)

	31.12.2006	31.03.2007	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	44.312	44.435	123
Altre immobilizzazioni	629	622	(7)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.827	1.711	(116)
Attività immateriali	3.753	3.885	132
Partecipazioni	4.246	4.373	127
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	557	515	(42)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.090)	(897)	193
	54.234	54.644	410
Capitale d'esercizio netto			
Rimanenze	4.752	4.888	136
Crediti commerciali	15.230	15.006	(224)
Debiti commerciali	(10.528)	(9.692)	836
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.396)	(7.306)	(1.910)
Fondi per rischi e oneri	(8.614)	(8.335)	279
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(641)	(1.230)	(589)
	(5.197)	(6.669)	(1.472)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.071)	(1.032)	39
Capitale investito netto	47.966	46.943	(1.023)
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	43.091	1.892
Indebitamento finanziario netto	6.767	3.852	(2.915)
Coperture	47.966	46.943	(1.023)

(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 77 e 78 del Bilancio 2006.

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €220 milioni (€249 milioni al 31 dicembre 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €451 milioni (€417 milioni al 31 dicembre 2006). L'incremento delle altre passività nette (€589 milioni) include la variazione negativa del *fair value* di derivati di copertura *cash flow hedge* (€575 milioni) posti in essere per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di asset in produzione, in sviluppo ed in fase esplorativa realizzate nel febbraio 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nell'aprile 2007 nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion. Gli strumenti derivati posti in essere sono in parte contratti di vendita a termine a prezzo fisso, in parte opzioni di vendita e d'acquisto con identica data di esercizio esercitabili al verificarsi di prezzi di mercato del greggio di riferimento rispettivamente inferiori o superiori a quelli stabiliti.

Le variazioni del *fair value* dei derivati in oggetto sono sospese a patrimonio netto ad eccezione di quelle determinate essenzialmente da oscillazioni del prezzo di mercato all'interno di quelli previsti dalle opzioni di vendita e d'acquisto (componente *time value*) che sono imputate a conto economico fra gli oneri finanziari (€100 milioni) in quanto inefficaci ai fini della copertura.

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)

	31.12.2006	31.03.2007	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	11.699	16.470	4.771
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.290	9.670	5.380
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	7.409	6.800	(609)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.985)	(6.723)	(2.738)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(552)	(270)	282
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa ^(a)	(395)	(5.625)	(5.230)
Indebitamento finanziario netto	6.767	3.852	(2.915)
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	43.091	1.892
Leverage	0,16	0,09	(0,07)

(a) L'incremento di €5.230 milioni è connesso essenzialmente alla costituzione in deposito vincolato delle risorse finanziarie necessarie alla partecipazione all'asta degli asset gas di Yukos.

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006		41.199
Utile netto	2.743	
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva <i>cash flow hedge</i>	(301)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(203)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	8	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas/Saipem)	(140)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(223)	
Altre variazioni	11	
Totale variazioni		1.892
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti al 31 marzo 2007		43.091

ROACE (Return On Average Capital Employed)

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

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il

	E&P	G&P	R&M	Gruppo
31 marzo 2007				
Utile netto <i>adjusted</i>	6.593	3.142	656	10.743
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				50
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.593	3.142	656	10.793
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	19.702	17.656	5.556	47.843
- a fine periodo	17.143	18.985	5.830	47.132
Capitale investito netto medio	18.423	18.321	5.693	47.488
ROACE <i>adjusted</i> (%)	35,8	17,2	11,5	22,7

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il

	E&P	G&P	R&M	Gruppo
31 marzo 2006				
Utile netto <i>adjusted</i>	6.931	2.427	908	10.303
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				(80)
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.931	2.427	908	10.223
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	18.708	18.283	4.247	46.623
- a fine periodo	19.702	17.590	4.950	47.147
Capitale investito netto medio	19.205	17.937	4.599	46.885
ROACE <i>adjusted</i> (%)	36,1	13,5	19,7	21,8

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il

	E&P	G&P	R&M	Gruppo
31 dicembre 2006				
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
Capitale investito netto				
- ad 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	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 ⁽¹⁾

(€ milioni)

IV trim. 2006		I trim.		Var. ass.
		2006	2007	
1.698	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.130	2.743	(387)
	<i>a rettifica:</i>			
1.568	- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.321	1.251	(70)
(4)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(63)	(14)	49
2.314	dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	2.843	2.397	(446)
5.576	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	7.231	6.377	(854)
(847)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	131	445	314
(2.951)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.499)	(1.259)	240
1.778	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	5.863	5.563	(300)
(2.944)	Investimenti tecnici	(1.340)	(2.013)	(673)
(19)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(19)	(10)	9
201	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	85	12	(73)
407	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(108)	(152)	(44)
(577)	Free cash flow	4.481	3.400	(1.081)
(247)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	380	(5.035)	(5.415)
839	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(1.851)	4.887	6.738
(2.412)	Flusso di cassa del capitale proprio	(356)	(445)	(89)
(77)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(30)	(69)	(39)
(2.474)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	2.624	2.738	114

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

IV trim. 2006		I trim.		Var. ass.
		2006	2007	
(577)	Free cash flow	4.481	3.400	(1.081)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite			
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	46		(46)
72	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	13	(40)	(53)
(2.412)	Flusso di cassa del capitale proprio	(356)	(445)	(89)
(2.917)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	4.184	2.915	(1.269)

(1) 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 79 e 80 del Bilancio 2006.

Investimenti tecnici

Exploration & Production

IV trim. 2006		(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2006	2007	
139	Acquisto di riserve proved e unproved			73	..
139	Italia				..
	Africa Settentrionale			5	..
	Africa Occidentale				..
	Resto del mondo			68	..
706	Esplorazione		173	373	..
38	Italia		23	34	47,8
91	Africa Settentrionale		48	83	72,9
366	Africa Occidentale		47	68	44,7
75	Mare del Nord		15	75	..
136	Resto del mondo		40	113	..
1.056	Sviluppo		777	909	17,0
133	Italia		85	107	25,9
209	Africa Settentrionale		140	188	34,3
294	Africa Occidentale		138	266	92,8
121	Mare del Nord		94	89	(5,3)
299	Resto del mondo		320	259	(19,1)
36	Altro		11	11	
1.937			961	1.366	42,1

Gas & Power

IV trim. 2006		(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2006	2007	
397	Italia		140	154	10,0
56	Estero		11	67	..
453			151	221	46,4
22	Mercato		7	5	(28,6)
	Italia				..
22	Estero		7	5	(28,6)
54	Distribuzione		27	25	(7,4)
287	Trasporto		91	144	58,2
253	Italia		87	82	(5,7)
34	Estero		4	62	..
90	Generazione elettrica		26	47	80,8
453			151	221	46,4

Refining & Marketing

IV trim. 2006		(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2006	2007	
241	Italia		79	123	55,7
31	Estero		16	11	(31,3)
272			95	134	41,1
139	Raffinazione, supply e logistica		67	104	55,2
139	Italia		67	104	55,2
	Estero				..
90	Marketing		25	30	20,0
59	Italia		9	19	..
31	Estero		16	11	(31,3)
43	Altre attività		3		..
272			95	134	41,1

Exploration & Production

Produzione giornaliera di idrocarburi per area geografica

IV trim. 2006			I trim.		Var. %
			2006	2007	
1.796	Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe)	1.827	1.734	(5,1)
232	Italia		247	223	(9,7)
571	Africa Settentrionale		541	566	4,6
372	Africa Occidentale		382	337	(11,8)
291	Mare del Nord		298	287	(3,7)
330	Resto del mondo		359	321	(10,6)
159,2	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	159,5	150,1	(5,9)

Produzione giornaliera di petrolio e condensati area geografica

IV trim. 2006			I trim.		Var. %
			2006	2007	
1.079	Produzione giornaliera di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili)	1.143	1.030	(9,9)
80	Italia		82	77	(6,1)
334	Africa Settentrionale		325	328	0,9
315	Africa Occidentale		339	288	(15,0)
181	Mare del Nord		188	170	(9,6)
169	Resto del mondo		209	167	(20,1)

Produzione giornaliera di gas naturale per area geografica

IV trim. 2006			I trim.		Var. %
			2006	2007	
117	Produzione giornaliera di gas naturale ^(a)	(milioni di metri cubi)	111	115	3,6
25	Italia		27	24	(11,1)
39	Africa Settentrionale		35	39	11,4
9	Africa Occidentale		7	8	14,3
18	Mare del Nord		18	19	5,6
26	Resto del mondo		24	25	4,2

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

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2006		I trim.		Var. %
		2006	2007	
14,09	Italia a terzi ^(*)	17,47	15,41	(11,8)
3,45	Grossisti (aziende di vendita)	5,06	4,62	(8,7)
0,56	Gas release	0,59	0,49	(16,9)
10,08	Clienti finali	11,82	10,30	(12,9)
3,50	Industriali	3,80	3,33	(12,4)
4,30	Termoelettrici	4,27	3,93	(8,0)
2,28	Residenziali	3,75	3,04	(18,9)
1,55	Autoconsumi ^(*)	1,47	1,39	(5,4)
8,14	Resto d'Europa^(*)	8,57	7,90	(7,8)
0,12	Extra Europa	0,16	0,10	(37,5)
23,90	Vendita a terzi e autoconsumi delle società consolidate	27,67	24,80	(10,4)
1,97	Vendite delle società collegate (quota Eni)	2,41	2,27	(5,8)
0,01	Italia ^(*)	0,01	0,01	
1,83	Resto d'Europa ^(*)	2,33	2,10	(9,9)
0,13	Extra Europa	0,07	0,16	..
25,87	Totale vendite e autoconsumi gas naturale	30,08	27,07	(10,0)
1,06	Upstream Europa	1,12	1,07	(4,5)
26,93	Totale vendite gas mondo	31,20	28,14	(9,8)
26,68	Vendite di gas naturale in Europa	30,97	27,88	(10,0)
25,62	G&P in Europa ^(*)	29,85	26,81	(10,2)
1,06	Upstream in Europa	1,12	1,07	(4,5)

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