



## ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL SECONDO TRIMESTRE E DEL PRIMO SEMESTRE 2007

### PROPOSTA DI ACCONTO DIVIDENDO DI €0,60 PER AZIONE

- **Utile netto *adjusted*: €2,22 miliardi nel trimestre (-11%); €4,9 miliardi nel semestre (-10%)**
- **Utile netto: €2,27 miliardi nel trimestre (-2%); €4,85 miliardi nel semestre (-8%)**
- **Cash flow: €4,14 miliardi nel trimestre (€9,7 miliardi nel semestre)**
- **Aumentano del 31% a €2,24 miliardi gli investimenti tecnici e in progetti esplorativi del trimestre**
- **Produzione di idrocarburi nel trimestre: 1,74 milioni di boe/giorno in calo dello 0,7% (-3% nel semestre); confermato per il 2007 il livello produttivo del 2006 assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 55 dollari/barile (scenario di piano)**
- **Vendite di gas nel trimestre: 20,4 miliardi di metri cubi invariate rispetto al secondo trimestre 2006 (-6% nel semestre); confermata per il 2007 la previsione di lieve aumento delle vendite sostenute dalla crescita nei mercati europei *target***

San Donato Milanese, 26 luglio 2007 – Il Consiglio di Amministrazione Eni ha esaminato ieri sera i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2007 (non sottoposti a revisione contabile).

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*“In questo primo semestre, nonostante la penalizzazione di un euro molto forte nei confronti del dollaro e le minori vendite di gas causate da un clima eccezionalmente mite, Eni continua a conseguire buoni risultati. Abbiamo incrementato ulteriormente il nostro portafoglio e sono fiducioso che il 2007 sarà per Eni un altro anno eccellente. Per questo motivo intendo proporre al CdA del 20 settembre un acconto di dividendo di €0,60 per azione”*

Il trim. 2006	I trim. 2007	Il trim. 2007	Var. % Il trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
				<b>Risultati economici</b>	(€ milioni)		
4.947	5.105	4.218	(14,7)	Utile operativo	10.542	9.323	(11,6)
5.054	5.253	4.196	(17,0)	Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(a)</sup>	10.587	9.449	(10,7)
<b>2.301</b>	<b>2.588</b>	<b>2.267</b>	<b>(1,5)</b>	<b>Utile netto</b> <sup>(b)</sup>	<b>5.275</b>	<b>4.855</b>	<b>(8,0)</b>
0,62	0,70	0,62		- per azione (€) <sup>(c)</sup>	1,42	1,32	(7,0)
1,56	1,83	1,67	7,1	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>	3,49	3,51	0,6
<b>2.483</b>	<b>2.680</b>	<b>2.220</b>	<b>(10,6)</b>	<b>Utile netto <i>adjusted</i></b> <sup>(a)(b)</sup>	<b>5.437</b>	<b>4.900</b>	<b>(9,9)</b>
0,67	0,73	0,60	(10,4)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>	1,46	1,33	(8,9)
1,68	1,91	1,62	(3,6)	- per ADR (\$) <sup>(c)(d)</sup>	3,59	3,54	(1,4)

(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 20.

(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

### Secondo trimestre 2007

- L'utile operativo *adjusted* di €4,20 miliardi è diminuito del 17,0% rispetto al secondo trimestre 2006 per effetto della flessione della *performance* operativa registrata nelle divisioni: (i) Exploration & Production, a causa essenzialmente dell'impatto negativo dell'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro, della minore produzione venduta e dei maggiori costi di ricerca esplorativa; (ii) Gas & Power per la flessione dei margini e per l'impatto del clima mite, in particolare nel mese di aprile, sulle vendite di gas.
- L'utile netto *adjusted* (€2,22 miliardi) è diminuito del 10,6% a causa della riduzione dell'utile operativo, parzialmente compensata dall'effetto positivo della riduzione di circa 2 punti percentuali del *tax rate adjusted* (dal 50,4% al 48,3%).
- Gli investimenti tecnici del trimestre di €2,24 miliardi sono aumentati del 30,9% rispetto al secondo 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.
- L'indebitamento finanziario (€9,12 miliardi al 30 giugno) è aumentato di €5,27 miliardi nel trimestre per effetto degli esborsi connessi agli investimenti tecnici (€2,24 miliardi), all'acquisto delle partecipazioni nell'ambito dell'asta per gli *asset* ex-Yukos (€3,73 miliardi) e di *asset* petroliferi in Congo (circa €1 miliardo), nonché al pagamento del saldo dividendo 2006 (€2,38 miliardi). Questi esborsi sono stati parzialmente compensati dal flusso di cassa generato dalla gestione (€4,14 miliardi).

### Primo semestre 2007

- L'utile operativo *adjusted* di €9,45 miliardi è diminuito del 10,7% rispetto al primo semestre 2006 per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa della divisione Exploration & Production. Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dal miglioramento della *performance* registrato in tutti gli altri *business downstream* e nel settore Ingegneria & Costruzioni.
- L'utile netto *adjusted* (€4,90 miliardi) è diminuito del 9,9% a causa della riduzione dell'utile operativo, parzialmente compensata dall'effetto positivo della riduzione di un punto percentuale del *tax rate adjusted* (dal 48,4% al 47,4%).
- Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di €9,7 miliardi ha consentito di coprire in parte i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€4,26 miliardi), all'acquisto di partecipazioni e di *asset* (€4,8 miliardi), al pagamento del saldo dividendo 2006 (€2,38 miliardi), nonché all'acquisto di azioni proprie (€339 milioni). L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2007 (€9,12 miliardi) è aumentato di €2,35 miliardi rispetto al 31 dicembre 2006.
- Il ROACE<sup>1</sup> calcolato su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2007 è del 21,4% (23,5% per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2006).
- Il *leverage*<sup>1</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – aumenta dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,22 al 30 giugno 2007.

### Interim dividend 2007

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2007, l'Amministratore Delegato intende proporre al Consiglio di Amministrazione del 20 settembre 2007 programmato per l'approvazione della relazione semestrale la distribuzione agli azionisti di un acconto dividendo di €0,60 per azione (€0,60 nel 2006) da mettere in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007 con stacco cedola il 22 ottobre 2007.

---

<sup>1</sup> In questo comunicato apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Vedi pagine 28 per il *leverage* e 29 per il ROACE.

## Highlight operativi e di scenario

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06	Principali indicatori operativi	2006	I semestre 2007	Var. %
1.748	1.734	1.736	(0,7)	<b>Produzione giornaliera di idrocarburi</b> (migliaia di boe)	1.787	1.735	(2,9)
1.056	1.030	1.026	(2,8)	petrolio (migliaia di barili)	1.099	1.028	(6,5)
113	115	116	2,7	gas naturale (milioni di metri cubi)	112	115	2,7
<b>20,45</b>	<b>28,14</b>	<b>20,43</b>	<b>(0,1)</b>	<b>Vendite gas mondo</b> (miliardi di metri cubi)	<b>51,65</b>	<b>48,57</b>	<b>(6,0)</b>
1,08	1,07	0,87	(19,4)	di cui: vendite gas Upstream in Europa	2,20	1,94	(11,8)
7,66	7,38	8,86	15,7	<b>Vendite di energia elettrica</b> (terawattora)	<b>15,39</b>	<b>16,24</b>	<b>5,5</b>
3,15	2,88	3,18	1,0	<b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b> (milioni di tonnellate)	<b>6,08</b>	<b>6,06</b>	<b>(0,3)</b>

### Secondo trimestre 2007

- Produzione di idrocarburi: 1,736 milioni di boe/giorno, in riduzione dello 0,7% rispetto al secondo trimestre 2006 per effetto essenzialmente dell'impatto negativo delle tensioni sociali in Nigeria. Escludendo tale fattore negativo, la produzione conferma lo stesso livello di un anno fa riflettendo la crescita organica registrata in Libia, Kazakhstan e nel Golfo del Messico e il contributo degli *asset* recentemente acquisiti in Congo a fronte del declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare in Italia e Regno Unito, nonché di inconvenienti tecnici in Norvegia.
- Vendite di gas mondo: 20,43 miliardi di metri cubi, sostanzialmente invariate rispetto al secondo trimestre 2006 (-0,1%) nonostante l'impatto di condizioni climatiche miti, in particolare nel mese di aprile. Le vendite sono aumentate nei principali mercati europei (in particolare Penisola Iberica e Turchia), nonché in Italia per effetto di maggiori disponibilità di gas libico da produzione collocate presso operatori grossisti e della crescita del settore termoelettrico. In flessione le vendite agli importatori in Italia.
- Scenario caratterizzato dal lieve calo del prezzo del petrolio con la quotazione media del Brent a 68,76 dollari/barile (-1,2%; -8,0% se espresso in euro), dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+7,3%) e dalla flessione dei margini di vendita del gas per effetto prevalentemente dell'andamento sfavorevole dei parametri energetici. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei margini di raffinazione (+19,6% il margine di raffinazione Brent; +11,5% se espresso in euro). La contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti, pur penalizzando il margine di raffinazione realizzato da Eni, ha comportato il miglioramento dei prezzi di vendita del petrolio di produzione rispetto al secondo trimestre 2006, in controtendenza con l'andamento del Brent.

### Primo semestre 2007

- Produzione di idrocarburi: 1,735 milioni di boe/giorno, in riduzione del 2,9% rispetto al primo semestre 2006 per effetto essenzialmente degli impatti negativi degli eventi in Nigeria e della perdita della produzione del giacimento Dación in Venezuela (-31 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. Escludendo tali impatti, la produzione è rimasta sostanzialmente invariata sul 2006.
- Vendite di gas mondo: 48,57 miliardi di metri cubi, in riduzione del 6,0% rispetto al primo semestre 2006, per effetto della rilevante flessione registrata nel primo trimestre dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti.
- Scenario caratterizzato dal calo dei prezzi del petrolio con la quotazione media del Brent a 63,26 dollari/barile (-3,7%; -10,9% se espresso in euro) e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+8,1%). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei margini di raffinazione (+14,2% il margine di raffinazione Brent; +5,6% se espresso in euro) e dei margini di vendita dei prodotti petrolchimici. Su base semestrale l'effetto scenario sui margini del gas è stato sostanzialmente nullo.

## Principali iniziative di sviluppo

- Gasdotto South Stream: nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, Eni ha firmato un *memorandum* di intesa per la realizzazione del sistema di gasdotti South Stream che collegheranno la Russia all'Unione Europea attraverso il Mar Nero. L'implementazione dell'accordo consentirà a Eni di valorizzare ulteriormente le recenti acquisizioni degli *asset* gas ex-Yukos e rappresenterà un passo decisivo nella sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Europa.
- Acquisizione di una significativa quota di partecipazione in Altergaz, principale operatore indipendente del mercato francese del gas naturale: l'accordo riguarda il 27,8% del capitale sociale di Altergaz e sarà attuato attraverso acquisto diretto e sottoscrizione di un aumento di capitale riservato, a seguito dei quali Eni otterrà il controllo congiunto. Altergaz commercializzerà gas fornito da Eni in base a un contratto di fornitura decennale di 1,3 miliardi di metri cubi/anno. L'operazione si inquadra nella strategia di crescita internazionale nella commercializzazione di gas e rafforza ulteriormente la *leadership* europea di Eni nel mercato del gas.
- *Gas sale agreement* per Karachaganak: nell'ambito della fase 3 di sviluppo del giacimento Karachaganak, è stato firmato tra il consorzio Karachaganak Petroleum Operating (cooperato da Eni con il 32,5%) e la *joint venture* KazRosGaz (KazMunaiGaz e Gazprom) il *gas sale agreement* per la vendita di circa 16 miliardi di metri cubi/anno di gas grezzo da trattare presso l'impianto russo di Orenburg, a partire dal 2012. L'accordo è soggetto all'approvazione dei *board* delle controparti.
- Acquisizione di un'ulteriore quota nella Ceska Rafinerska a supporto dell'espansione in Europa Centro-Orientale: Eni ha acquisito il 16,11% posseduto da ConocoPhillips incrementando la sua partecipazione nella raffineria al 32,4%, corrispondente alla capacità di raffinazione di circa 2,6 milioni di tonnellate/anno. La finalizzazione della transazione è prevista nel terzo trimestre 2007.
- Accordo nel *marketing* dei carburanti: in linea con le tendenze evolutive in atto nel settore e nell'ambito del processo di potenziamento della rete, Eni ha firmato un accordo con Auchan per la vendita di carburanti a marchio congiunto presso la catena di ipermercati Auchan in Italia.
- *Memorandum of Understanding* con PDVSA per il passaggio delle attività di sviluppo del giacimento di Corocoro in Venezuela al regime di "impresa mista". Eni continuerà a possedere una partecipazione del 26% nell'attività. La finalizzazione dell'accordo è prevista entro il terzo trimestre 2007.
- Finalizzate le acquisizioni degli *asset* petroliferi nel Golfo del Messico dalla Dominion Resources e nell'*on-shore* congolese dalla Maurel&Prom, rispettivamente all'inizio di luglio e a fine maggio. Gli *asset* del Golfo del Messico contribuiranno alla produzione di idrocarburi Eni a partire dal terzo trimestre con 75 mila boe/giorno; gli *asset* in Congo producono 17 mila barili/giorno in quota Eni.
- Successi esplorativi: Indonesia con la scoperta di idrocarburi *offshore* di Tulip e l'*appraisal* positivo di Aster (entrambi operati); Pakistan con due scoperte a gas adiacenti ad aree in produzione (Tajal e Latif) e un'estensione del giacimento a gas Kadanwari. Altre scoperte del semestre sono state registrate nell'*offshore* di Angola, Congo, Nigeria, Golfo del Messico e in Alaska.

## Evoluzione prevedibile della gestione

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

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** in linea con il 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent per il 2007 di 55 dollari/barile. Gli impatti delle fermate di impianti connesse al protrarsi delle tensioni locali in Nigeria e della perdita della produzione di Dación in Venezuela, nonché il declino produttivo dei giacimenti maturi saranno compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dal *build-up* della produzione di gas libico;
- **volumi venduti di gas nel mondo:** in lieve aumento rispetto al 2006 (97,48 miliardi di metri cubi nel 2006), assumendo condizioni climatiche normali per la restante parte dell'anno, per effetto della crescita attesa in termini di quota di mercato e di volumi nelle aree di consumo *target* del resto d'Europa, in particolare in Spagna, Francia e Germania/Austria. Le vendite in Italia sono previste in linea con il 2006 per effetto del recupero atteso nella seconda metà dell'anno in particolare nel segmento residenziale in relazione alle azioni commerciali intraprese;
- **vendite di energia elettrica:** previste in aumento di circa il 4% rispetto al 2006 (31,03 terawattora nel 2006) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione;
- **lavorazioni in conto proprio:** sostanzialmente stabili rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006). Le maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Livorno, Gela e Sannazzaro compenseranno l'effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo;

- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in leggero aumento rispetto al 2006 (12,48 milioni di tonnellate nel 2006) per la crescita attesa nel resto d'Europa in relazione al maggiore numero di impianti anche per le acquisizioni nei mercati *target*. In Italia le vendite sono previste stabili, nonostante la previsione di calo dei consumi nazionali, supportate dalle azioni commerciali intraprese.

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici per €10,6 miliardi, compresi gli investimenti per lo sviluppo degli *asset* petroliferi acquisiti, in crescita del 35% rispetto al 2006, di cui l'86% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Sono inoltre previsti esborsi per circa €9,4 miliardi per acquisizioni di *asset* e di partecipazioni, di cui €4,8 miliardi per le operazioni concluse nel primo semestre (*asset* ex-Yukos e *asset* petroliferi in Congo) e il residuo di €4,6 miliardi per le transazioni il cui *closing* si rifletterà nei flussi finanziari del secondo semestre (in particolare *asset* petroliferi nel Golfo del Messico, ed *asset* di raffinazione e *marketing* di prodotti petroliferi in Europa Centro Orientale). Qualora Gazprom esercitasse entro il 2007 le opzioni d'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% degli *asset* gas ex-Yukos, gli investimenti complessivi netti si ridurrebbero a circa €16,5 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* che si collocherà nella parte inferiore o superiore dell'intervallo 0,3-0,4 in funzione dell'esercizio o meno da parte di Gazprom delle predette opzioni d'acquisto.

\*\*\*

*I dati e l'informativa contenuti in questo comunicato stampa sono tratti dalla relazione trimestrale Eni al 30 giugno 2007 pubblicata contestualmente al presente comunicato. La relazione trimestrale contiene la dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ai sensi dell'art. 154-bis comma 2 del Testo Unico della Finanza (D.Lgs. 58/98).*

### **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 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 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 semestre non possono essere estrapolati su base annuale.*

\*\*\*

### **Contatti societari**

**Casella e-mail:** [segreteria societaria.azionisti@eni.it](mailto:segreteria societaria.azionisti@eni.it)

### **Investor Relations**

**Casella e-mail:** [investor.relations@eni.it](mailto:investor.relations@eni.it)

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

### **Ufficio Stampa Eni**

**Casella e-mail:** [ufficiostampa@eni.it](mailto: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 30 giugno 2007, non sottoposta a revisione contabile, sono anche disponibili sul sito Internet Eni all'indirizzo [www.eni.it](http://www.eni.it).*

## Sintesi dei risultati del secondo trimestre e del primo semestre

(€ milioni)

Il trim. 2006	I trim. 2007	Il trim. 2007	Var. % Il trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
20.739	21.913	19.754	(4,7)	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	44.323	41.667	(6,0)
4.947	5.105	4.218	(14,7)	<b>Utile operativo</b>	10.542	9.323	(11,6)
(241)	155	(262)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(335)	(107)	
348	(7)	240		Esclusione special item:	380	233	
		56		di cui:			
				- oneri (proventi) non ricorrenti		56	
348	(7)	184		- altri special item	380	177	
<b>5.054</b>	<b>5.253</b>	<b>4.196</b>	<b>(17,0)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>10.587</b>	<b>9.449</b>	<b>(10,7)</b>
<b>2.301</b>	<b>2.588</b>	<b>2.267</b>	<b>(1,5)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>5.275</b>	<b>4.855</b>	<b>(8,0)</b>
(151)	97	(207)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(210)	(110)	
333	(5)	160		Esclusione special item:	372	155	
		81		di cui:			
				- oneri (proventi) non ricorrenti		81	
333	(5)	79		- altri special item	372	74	
<b>2.483</b>	<b>2.680</b>	<b>2.220</b>	<b>(10,6)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>	<b>5.437</b>	<b>4.900</b>	<b>(9,9)</b>
182	155	156	(14,3)	Utile netto di terzi azionisti	338	311	(8,0)
<b>2.665</b>	<b>2.835</b>	<b>2.376</b>	<b>(10,8)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>5.775</b>	<b>5.211</b>	<b>(9,8)</b>
				Dettaglio per settore di attività: <sup>(a)</sup>			
1.924	1.409	1.647	(14,4)	Exploration & Production	4.019	3.056	(24,0)
638	1.159	418	(34,5)	Gas & Power	1.517	1.577	4,0
171	113	137	(19,9)	Refining & Marketing	257	250	(2,7)
13	79	51	292,3	Petrolchimica	29	130	348,3
65	145	159	144,6	Ingegneria & Costruzioni	152	304	100,0
(64)	(50)	(70)	(9,4)	Altre attività	(122)	(120)	1,6
5	(86)	115		Corporate e società finanziarie	11	29	
(87)	66	(81)		Effetto eliminazione utili interni <sup>(b)</sup>	(88)	(15)	
0,62	0,70	0,62		<b>Utile netto di competenza Eni</b>			
1,56	1,83	1,67	7,1	per azione (€)	1,42	1,32	(7,0)
				per ADR (\$)	3,49	3,51	0,6
0,67	0,73	0,60	(10,4)	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>			
1,68	1,91	1,62	(3,6)	per azione (€)	1,46	1,33	(8,9)
3.709,1	3.679	3.673,2	(1,0)	per ADR (\$)	3,59	3,54	(1,4)
				Numero medio ponderato			
				delle azioni in circolazione <sup>(c)</sup>	3.717,2	3.676,5	(1,1)
4.805	5.563	4.140	(13,8)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.668	9.703	(9,0)
1.714	2.013	2.244	30,9	Investimenti tecnici	3.054	4.257	39,4

(a) Per la definizione di utile netto adjusted per settore v. pag 20.

(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

Il trim. 2006	I trim. 2007	Il trim. 2007	Var. % Il trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
69,62	57,75	<b>68,76</b>	(1,2)	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	65,69	<b>63,26</b>	(3,7)
1,256	1,310	<b>1,348</b>	7,3	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,229	<b>1,329</b>	8,1
55,43	44,08	<b>51,01</b>	(8,0)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	53,45	<b>47,60</b>	(10,9)
5,77	3,06	<b>6,90</b>	19,6	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	4,36	<b>4,98</b>	14,2
4,59	2,34	<b>5,12</b>	11,5	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,55	<b>3,75</b>	5,6
2,9	3,8	<b>4,1</b>	41,4	Euribor - a tre mesi (%)	2,8	<b>3,9</b>	39,3
5,1	5,3	<b>5,6</b>	9,8	Libor - dollaro a tre mesi (%)	4,9	<b>5,5</b>	12,2

(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.

## Secondo trimestre 2007

### Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del secondo trimestre 2007 di €2.267 milioni è diminuito di €34 milioni rispetto al secondo trimestre 2006 (-1,5%) per effetto essenzialmente della flessione di €729 milioni dell'utile operativo (-14,7%) registrata prevalentemente nei settori Exploration & Production e Gas & Power. La riduzione dell'utile operativo è stata attenuata dalle minori imposte sul reddito (-€558 milioni) per effetto, oltre che della riduzione dell'utile ante imposte, della diminuzione di circa 5 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 53,0% al 48,1%) che riflette la minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo dell'utile prodotto nel settore Exploration & Production.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** è di €2.220 milioni, in riduzione del 10,6% rispetto al secondo trimestre 2006. L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €207 milioni e gli *special item* (oneri netti di €160 milioni) con un effetto netto trascurabile (-€47 milioni).

### 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** (-€277 milioni; -14,4%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-€739 milioni, pari al -17,5%) dovuto essenzialmente all'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-2,7 milioni di boe), nonché ai maggiori costi di ricerca esplorativa (€187 milioni);
- **Gas & Power** (-€220 milioni; -34,5%), per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-€272 milioni, pari al -34,4%) dovuto alla flessione dei margini di vendita del gas, in relazione prevalentemente all'andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di acquisto e vendita, e all'impatto del clima mite sulle vendite di gas. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in Italia per effetto delle recenti misure introdotte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di indicizzazione delle tariffe nelle forniture al segmento residenziale. L'utile netto *adjusted* del settore è stato penalizzato dalla flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

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

- **Ingegneria & Costruzioni** (+€94 milioni; +144,6%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€70 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Petrochimica** (+€38 milioni; +292,3%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€62 milioni) connesso alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti, nonché alla circostanza che i risultati del secondo trimestre 2006 vennero penalizzati in misura rilevante dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006 con il blocco quasi totale dell'attività di molti impianti.

## Primo semestre 2007

### Risultati di Gruppo

L'**utile netto di competenza Eni** del primo semestre 2007 di €4.855 milioni è diminuito di €420 milioni rispetto al primo semestre 2006 (-8,0%) per effetto essenzialmente della flessione di €1.219 milioni dell'utile operativo (-11,6%) registrata prevalentemente nel settore Exploration & Production, la cui diminuzione è stata parzialmente attenuata dalla migliore *performance* dei *business downstream* e Ingegneria & Costruzioni. La riduzione dell'utile operativo è stata attenuata dalle minori imposte sul reddito (€874 milioni) per effetto, oltre che della riduzione dell'utile ante imposte, della diminuzione di circa 2 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 49,7% al 47,5%).

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** è di €4.900 milioni, in riduzione del 9,9% rispetto al primo semestre 2006. L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €110 milioni e gli *special item* (oneri netti di €155 milioni) con un effetto netto trascurabile (+€45 milioni).

La redditività del capitale investito (*ROACE*) calcolata su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2007 raggiunge il 21,4 (23,5% per i dodici mesi chiusi al 30 giugno 2006), che si ridetermina in 22,1% assumendo, al 30 giugno 2007, l'avvenuto esercizio delle opzioni attribuite a Gazprom relativamente all'acquisto di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società ex-Yukos.

### *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 (-€ 963 milioni; -24,0%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-€ 1.858 milioni, pari al 21,9%) dovuto all'apprezzamento dell'8,1% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-12,2 milioni di boe), ai maggiori costi di ricerca esplorativa e alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (-2,1%). I risultati del settore sono stati penalizzati anche dall'aumento di circa 2 punti percentuali del *tax rate adjusted* (dal 52,8% al 54,5%) a causa delle modifiche del regime fiscale in Regno Unito e Algeria implementate nel secondo semestre 2006.

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

- **Ingegneria & Costruzioni** (+€ 152 milioni; +100,0%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€ 168 milioni) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Petrochimica** (+€ 101 milioni; +348,3%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€ 161 milioni) connesso alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti e all'impatto sui risultati del 2006 dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006;
- **Gas & Power** (+€ 60 milioni; +4,0%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+€ 208 milioni, pari al 10,4%) per effetto essenzialmente della favorevole evoluzione del quadro regolatorio, nonché della circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto delle condizioni climatiche eccezionalmente miti, registrate in particolare nel primo trimestre, sulle vendite di gas delle società consolidate (-2,80 miliardi di metri cubi, pari 6,2%), attenuato dalla crescita nei mercati *target* del resto d'Europa. L'utile netto *adjusted* del settore è stato penalizzato dalla flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

### *Indebitamento finanziario netto e flusso di cassa*

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2007 di €9.122 milioni è aumentato di €2.355 milioni rispetto al 31 dicembre 2006. Il flusso di cassa netto generato dalla gestione ammonta a €9.703 milioni. I principali fabbisogni finanziari del semestre hanno riguardato: (i) gli investimenti tecnici per €4.257 milioni; (ii) l'acquisto delle partecipazioni in OAO Gazprom Neft e in tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per gli *asset* ex-Yukos (€3.729 milioni); (iii) l'acquisto di *asset* petroliferi nell'*onshore* del Congo (circa €1 miliardo); (iv) il pagamento dei dividendi (€2.611 milioni, di cui €2.384 milioni relativi al pagamento del saldo dividendo 2006 da parte di Eni SpA); (v) l'acquisto di azioni proprie di €339 milioni da parte di Eni 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 0,22 al 30 giugno 2007.

### *Acquisto di azioni proprie*

Nel periodo 1° gennaio-30 giugno 2007 Eni ha acquistato 13,83 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di €339 milioni (in media €24,504 per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000), sono state acquistate 349 milioni di azioni, pari all'8,71% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.851 milioni di euro (in media €16,774 per azione).

### *Investimenti*

Gli **investimenti tecnici** del primo semestre 2007 ammontano a €4.257 milioni (€3.054 milioni nel primo semestre 2006), e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.965 milioni), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Italia, Angola e Congo e le attività di ricerca esplorativa (€748 milioni), con investimenti concentrati per il 92% all'estero, in particolare in Egitto, Golfo del Messico, Norvegia, Nigeria e Indonesia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'*offshore* della Sicilia;
- lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e distribuzione del gas in Italia (€329 milioni) e il potenziamento dei gasdotti di importazione (€93 milioni);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (€88 milioni);

- l'attività di raffinazione (€214 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 (€85 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€510 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

## **Altre informazioni**

### *Piano di stock option 2006-2008: approvata l'assegnazione 2007*

In esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea il 25 maggio 2006, il Consiglio di Amministrazione ha definito modalità e termini dell'assegnazione 2007 del piano di *stock option* 2006-2008 e approvato il relativo regolamento.

In particolare, il Consiglio di Amministrazione - su proposta del *Compensation Committee* - ha stabilito l'assegnazione di un massimo di 8 milioni di diritti per l'acquisto (opzioni) di un corrispondente numero di azioni proprie Eni, da assegnare a circa 330 dirigenti (*top*, in posizione chiave e di interesse strategico) di Eni e delle società controllate con esclusione di quelle quotate. Le opzioni possono essere esercitate decorsi tre anni dall'assegnazione a un prezzo pari al maggiore tra la media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente la data di assegnazione delle opzioni e il costo medio delle azioni proprie rilevato il giorno precedente la data di assegnazione.

Il Consiglio stabilirà entro marzo 2010 il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100 di quelle assegnate, in funzione del posizionamento del rendimento totale per l'azionista (*Total Shareholder Return*) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione, consuntivato nel triennio 2007-2009.

Le informazioni richieste dall'art. 114-bis del TUF relativamente ai piani saranno rese pubbliche, così come richiesto da Consob, entro il prossimo 15 settembre.

### *Scissione parziale di EniPower*

Il Consiglio, infine, ha deliberato la scissione parziale di EniPower (Eni SpA 100%) in favore di Eni SpA, sulla base del progetto approvato dal medesimo Consiglio il 7 giugno scorso.

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

## Exploration & Production

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %	
				<b>Risultati</b>	(€ milioni)			
7.047	6.361	6.468	(8,2)	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	14.459	12.829	(11,3)	
4.090	3.132	3.418	(16,4)	<b>Utile operativo</b>	8.398	6.550	(22,0)	
132		65		Esclusione <i>special item</i> :	75	65		
		(12)		di cui:				
132		77		Oneri (proventi) non ricorrenti		(12)		
132		76		Altri <i>special item</i>	75	77		
				- svalutazioni	132	76		
		1		- plusvalenze nette su cessione di asset	(57)			
				- oneri incentivazione all'esodo		1		
4.222	3.132	3.483	(17,5)	<b>Utile operativo adjusted</b>	8.473	6.615	(21,9)	
(9)	(35)	31		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(26)	(4)		
56	10	90		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	66	100		
(2.345)	(1.698)	(1.957)		Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(4.494)	(3.655)		
54,9	54,7	54,3		Tax rate (%)	52,8	54,5		
1.924	1.409	1.647	(14,4)	<b>Utile netto adjusted</b>	4.019	3.056	(24,0)	
				I risultati includono:				
1.157	1.240	1.307	13,0	- ammortamenti e svalutazioni	2.252	2.547	13,1	
				di cui:				
161	313	302	87,6	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	316	615	94,6	
54	62	100	85,2	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	85	162	90,6	
1.153	1.366	1.471	27,6	<b>Investimenti tecnici</b>	2.114	2.837	34,2	
				<b>Produzioni</b> <sup>(b)(c)</sup>				
1.056	1.030	1.026	(2,8)	Petrolio <sup>(d)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	1.099	1.028	(6,5)
113	115	116	2,7	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	112	115	2,7
1.748	1.734	1.736	(0,7)	<b>Idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	1.787	1.735	(2,9)
				<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
64,33	54,39	64,58	0,4	Petrolio <sup>(d)</sup>	(\$/bbl)	60,25	59,47	(1,3)
182,07	187,10	178,78	(1,8)	Gas naturale	(\$/kmc)	183,32	182,91	(0,2)
51,24	45,12	50,82	(0,8)	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe)	48,97	47,96	(2,1)
				<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
69,62	57,75	68,76	(1,2)	Brent dated	(\$/bbl)	65,69	63,26	(3,7)
55,43	44,08	51,01	(8,0)	Brent dated	(€/bbl)	53,45	47,60	(10,9)
70,40	57,99	64,89	(7,8)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	67,44	61,44	(8,9)
230,96	266,63	265,92	15,1	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	251,44	266,28	5,9

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 32.

(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 secondo trimestre 2007 di €3.483 milioni è diminuito di €739 milioni rispetto al secondo trimestre 2006 (-17,5%) per effetto essenzialmente:

- dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa €280 milioni);
- della flessione della produzione venduta (-2,7 milioni di boe);
- dei maggiori costi di ricerca esplorativa (€187 milioni; €213 milioni a cambi costanti);
- dell'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti, anche in relazione a fenomeni inflativi.

I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi di produzione sono rimasti stabili per effetto del miglioramento delle realizzazioni sui liquidi, sostenuti dalla contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti, compensato dalla riduzione dei prezzi di realizzo sul gas.

L'utile netto *adjusted* di €1.647 milioni è diminuito di €277 milioni rispetto al secondo trimestre 2006 per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa.

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di €6.615 milioni è diminuito di €1.858 milioni (-21,9%) per effetto dell'impatto del cambio, della flessione della produzione venduta di idrocarburi (-12,2 milioni di boe, pari al 3,9%), della riduzione dei prezzi di realizzo (-2,1%), nonché dell'incremento dei costi di ricerca esplorativa (€376 milioni; €426 milioni a cambi costanti), dei costi di produzione e degli ammortamenti.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2007 di €3.056 milioni si riduce di €963 milioni (-24,0%), per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del *tax rate*, dal 52,8% al 54,5%, a causa delle modifiche del regime fiscale in Regno Unito e Algeria implementate nel secondo semestre 2006.

Gli *special item* dell'utile operativo *adjusted* di €65 milioni nel secondo trimestre e di €65 milioni nel primo semestre riguardano essenzialmente le svalutazioni di attività.

La produzione giornaliera di idrocarburi del secondo trimestre 2007 (1.736 mila boe/giorno) è diminuita 12 mila boe/giorno rispetto al secondo trimestre 2006, pari allo 0,7%, per effetto essenzialmente dell'impatto negativo delle fermate di impianti in Nigeria a causa delle tensioni sociali. Escludendo tale impatto, la produzione è rimasta sostanzialmente invariata. La crescita organica registrata in Libia, Kazakistan e nel Golfo del Messico, nonché il contributo degli *asset* recentemente acquisiti in Congo hanno assorbito il declino produttivo di giacimenti maturi in Italia e Regno Unito, nonché l'impatto di inconvenienti tecnici in Norvegia. La quota di produzione estera è stata dell'88% (86% nel secondo trimestre 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (1.026 mila barili) è diminuita di 30 mila barili/giorno, pari al 2,8%. Le principali riduzioni hanno riguardato la Nigeria, il Regno Unito e la Norvegia per i motivi descritti. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Kazakistan, per la maggiore *performance* del giacimento Karachaganak; (ii) Stati Uniti, per effetto del completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani della seconda metà del 2005; (iii) Libia, per la crescita del giacimento Bahr Essalam.

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (116 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi, pari al 2,7%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del giacimento Bahr Essalam, in Norvegia per la crescita produttiva dei giacimenti Asgaard e Kristin e in Nigeria per la crescita delle forniture all'impianto GNL di Bonny. Le principali flessioni sono state registrate in Italia per il declino produttivo di giacimenti maturi.

Nel primo semestre 2007 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.735 mila boe è diminuita di 52 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2006, pari al 2,9%, per effetto essenzialmente degli impatti negativi degli eventi in Nigeria e della perdita della produzione del giacimento Dación in Venezuela (-31 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. Escludendo tali impatti, la produzione è sostanzialmente invariata. L'incremento della produzione registrato in Libia, Kazakistan e nel Golfo del Messico è stato compensato dal declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e Regno Unito, nonché dall'impatto di inconvenienti tecnici in Norvegia. La quota della produzione estera è stata dell'87% (86% nel primo semestre 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del semestre (1.028 mila barili) è diminuita di 71 mila barili/giorno, pari al 6,5%. Le principali riduzioni hanno riguardato Venezuela, Nigeria e Mare del Nord. In aumento la produzione in Kazakistan e Stati Uniti.

La produzione giornaliera di gas naturale del semestre (115 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi, pari al 2,7%, essenzialmente in Libia. Le principali riduzioni hanno riguardato l'Italia a causa del declino produttivo di giacimenti maturi.

# Gas & Power

Il trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %	
5.799	8.543	5.179	(10,7)	<b>Risultati</b>				
708	1.641	465	(34,3)		(€ milioni)			
10	40	68		<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	14.933	13.722	(8,1)	
73	2	(14)		<b>Utile operativo</b>	1.907	2.106	10,4	
				Esclusione (utile) perdita di magazzino	(20)	108		
				Esclusione <i>special item</i>	107	(12)		
				di cui:				
		(18)		Oneri (proventi) non ricorrenti		(18)		
73	2	4		Altri <i>special item</i>	107	6		
51				- svalutazioni	51			
19		1		- oneri ambientali	39	1		
3	2	3		- oneri incentivazione all'esodo	17	5		
<b>791</b>	<b>1.683</b>	<b>519</b>	<b>(34,4)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>1.994</b>	<b>2.202</b>	<b>10,4</b>	
339	1.177	68	(79,9)	Mercato e distribuzione	1.044	1.245	19,3	
266	286	268	0,8	Trasporto Italia	571	554	(3,0)	
141	163	124	(12,1)	Trasporto Internazionale	295	287	(2,7)	
45	57	59	31,1	Generazione Elettrica <sup>(a)</sup>	84	116	38,1	
5	3	1		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	11	4		
155	115	103		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	292	218		
(313)	(642)	(205)		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(780)	(847)		
32,9	35,6	32,9		Tax rate (%)	34,0	34,9		
<b>638</b>	<b>1.159</b>	<b>418</b>	<b>(34,5)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.517</b>	<b>1.577</b>	<b>4,0</b>	
<b>259</b>	<b>221</b>	<b>305</b>	<b>17,8</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>410</b>	<b>526</b>	<b>28,3</b>	
				<b>Vendite di gas naturale</b>	(miliardi di metri cubi)			
9,99	15,41	10,19	2,0	Italia a terzi <sup>(c)</sup>	27,46	25,60	(6,8)	
1,61	1,39	1,48	(8,1)	Autoconsumi <sup>(c)</sup>	3,08	2,87	(6,8)	
5,91	7,90	5,86	(0,8)	Resto d'Europa <sup>(c)</sup>	14,48	13,76	(5,0)	
0,21	0,10	0,26	23,8	Extra Europa	0,37	0,36	(2,7)	
<b>17,72</b>	<b>24,80</b>	<b>17,79</b>	<b>0,4</b>	<b>Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate</b>	<b>45,39</b>	<b>42,59</b>	<b>(6,2)</b>	
<b>1,65</b>	<b>2,27</b>	<b>1,77</b>	<b>7,3</b>	<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>	<b>4,06</b>	<b>4,04</b>	<b>(0,5)</b>	
	0,01	0,02	..	Italia <sup>(c)</sup>	0,01	0,03	..	
1,38	2,10	1,33	(3,6)	Resto d'Europa <sup>(c)</sup>	3,71	3,43	(7,5)	
0,27	0,16	0,42	55,6	Extra Europa	0,34	0,58	70,6	
<b>19,37</b>	<b>27,07</b>	<b>19,56</b>	<b>1,0</b>	<b>Totale vendite e autoconsumi G&amp;P</b>	<b>49,45</b>	<b>46,63</b>	<b>(5,7)</b>	
1,08	1,07	0,87	(19,4)	Upstream in Europa <sup>(c)</sup>	2,20	1,94	(11,8)	
<b>20,45</b>	<b>28,14</b>	<b>20,43</b>	<b>(0,1)</b>	<b>Totale vendite mondo</b>	<b>51,65</b>	<b>48,57</b>	<b>(6,0)</b>	
<b>19,97</b>	<b>27,88</b>	<b>19,75</b>	<b>(1,1)</b>	<b>Totale vendite in Europa</b>	<b>50,94</b>	<b>47,63</b>	<b>(6,5)</b>	
				<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b>	(miliardi di metri cubi)			
<b>21,63</b>	<b>23,51</b>	<b>18,38</b>	<b>(15,0)</b>	Per conto Eni	46,52	41,89	(10,0)	
13,91	15,55	11,16	(19,8)	Per conto Terzi	30,03	26,71	(11,1)	
7,72	7,96	7,22	(6,5)		16,49	15,18	(7,9)	
<b>7,66</b>	<b>7,38</b>	<b>8,86</b>	<b>15,7</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>15,39</b>	<b>16,24</b>	<b>5,5</b>

(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*.

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

L'utile operativo *adjusted* del secondo trimestre 2007 di €519 milioni è diminuito di €272 milioni rispetto al secondo trimestre 2006 (-34,4%) per effetto essenzialmente della flessione dei margini di vendita del gas dovuta prevalentemente all'andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di acquisto e vendita e dell'impatto del clima mite sulle vendite.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'effetto positivo dell'applicazione nelle forniture al settore residenziale del più favorevole meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima previsto dalla delibera n. 79/2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in riforma del regime tariffario previsto dalla delibera n. 248/2004 in vigore nel primo semestre 2006.

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2007 di €418 milioni è diminuito di €220 milioni rispetto al secondo trimestre 2006 (-34,5%) per effetto della riduzione dell'utile operativo *adjusted*, nonché della flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di €2.202 milioni è aumentato di €208 milioni rispetto al primo semestre 2006, pari al 10,4%, nonostante l'andamento negativo delle vendite di gas (-2,8 miliardi di metri cubi, pari al 6,2% per le società consolidate) penalizzate dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. All'aumento dell'utile hanno contribuito essenzialmente:

- l'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in relazione alla delibera n. 79/2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la rilevazione nel primo trimestre 2006 di oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatesi nei mesi invernali 2005-2006.

L'inversione di tendenza dei parametri energetici nella determinazione dei margini di vendita del gas registrata nel secondo trimestre ha annullato sul semestre l'incremento dei margini conseguito nel primo trimestre.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2007 di €1.577 milioni è aumentato di €60 milioni rispetto al primo semestre 2006 (+4,0%) per effetto dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*, in parte assorbito dalla flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

## VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

II trim. 2006	I trim. 2007	Var. % II trim. 2007	II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
<b>9,99</b>	<b>15,42</b>	<b>10,21</b>	<b>2,2</b>	<b>Italia a terzi</b>	<b>27,47</b>	<b>25,63</b>	<b>(6,7)</b>
1,67	4,62	2,27	35,9	Grossisti (aziende di vendita)	6,73	6,89	2,4
0,54	0,49	0,46	(14,8)	Gas release	1,13	0,95	(15,9)
3,29	3,33	3,00	(8,8)	Industriali	7,09	6,33	(10,7)
3,63	3,93	3,88	6,9	Termoelettrici	7,90	7,81	(1,1)
0,86	3,05	0,60	(30,2)	Residenziali	4,62	3,65	(21,0)
<b>1,61</b>	<b>1,39</b>	<b>1,48</b>	<b>(8,1)</b>	<b>Autoconsumi</b>	<b>3,08</b>	<b>2,87</b>	<b>(6,8)</b>
<b>7,29</b>	<b>10,00</b>	<b>7,19</b>	<b>(1,4)</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>18,19</b>	<b>17,19</b>	<b>(5,5)</b>
3,44	3,45	2,26	(34,3)	Importatori in Italia	7,51	5,71	(24,0)
3,85	6,55	4,93	28,1	Mercati target	10,68	11,48	7,5
1,23	1,46	1,46	18,7	Penisola Iberica	2,47	2,92	18,2
0,73	1,37	0,91	24,7	Germania - Austria	2,51	2,28	(9,2)
0,43	1,05	0,32	(25,6)	Ungheria	1,97	1,37	(30,5)
0,54	0,76	0,81	50,0	Nord Europa	1,27	1,57	23,6
0,69	1,38	1,08	56,5	Turchia	1,73	2,46	42,2
0,19	0,43	0,34	78,9	Francia	0,57	0,77	35,1
0,04	0,10	0,01	(75,0)	altro	0,16	0,11	(31,3)
<b>0,48</b>	<b>0,26</b>	<b>0,68</b>	<b>41,7</b>	<b>Extra Europa</b>	<b>0,71</b>	<b>0,94</b>	<b>32,4</b>
1,08	1,07	0,87	(19,4)	Upstream in Europa	2,20	1,94	(11,8)
<b>20,45</b>	<b>28,14</b>	<b>20,43</b>	<b>(0,1)</b>	<b>Totale vendite gas mondo</b>	<b>51,65</b>	<b>48,57</b>	<b>(6,0)</b>

Nel secondo trimestre 2007 le vendite di gas naturale (20,43 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono rimaste sostanzialmente invariate (-0,02 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2006) nonostante l'impatto del clima mite registrato in particolare nel mese di aprile. La principale flessione ha riguardato le forniture agli importatori in Italia (-1,18 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori prelievi da parte di alcuni operatori in relazione a fermate di impianti termoelettrici. In riduzione anche i volumi di gas da produzione nel Mare del Nord (-0,21 miliardi di metri cubi).

I principali aumenti hanno riguardato i volumi venduti:

- nei principali mercati *target* del resto d'Europa (+1,08 miliardi di metri cubi), per la crescita registrata in particolare in Turchia (+0,39 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,23 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,18 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,15 miliardi di metri cubi);
- in Italia (+0,22 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%) per effetto della crescita nelle forniture ai grossisti (+0,6 miliardi di metri cubi), in relazione alle maggiori disponibilità di gas libico da produzione, e nel settore termoelettrico (+0,25 miliardi di metri cubi). In diminuzione le vendite al settore industriale (-0,29 miliardi di metri cubi) e ai clienti residenziali (-0,26 miliardi di metri cubi) per effetto delle condizioni climatiche miti.

Nel primo semestre 2007 le vendite di gas naturale (48,57 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono diminuite di 3,08 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2006, pari al 6%, per effetto della flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. Le vendite in Italia (25,63 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,84 miliardi di metri cubi, pari al 6,7%, per effetto essenzialmente della flessione delle forniture ai clienti residenziali (-0,97 miliardi di metri cubi) e al settore industriale (-0,76 miliardi di metri cubi). Le vendite agli importatori in Italia sono diminuite di 1,8 miliardi di metri cubi.

Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalla crescita registrata nei principali mercati *target* del resto d'Europa (+0,8 miliardi di metri cubi), in particolare in Turchia (+0,73 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,45 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,2 miliardi di metri).

## Altre misure di performance

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

(€ milioni)

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
1.021	1.902	786	(23,0)	<b>EBITDA adjusted</b>	2.482	2.688	8,3
450	1.150	188	(58,2)	Mercato	1.115	1.338	20,0
223	412	236	5,8	Business regolati	702	648	(7,7)
270	252	267	(1,1)	Trasporto internazionale	516	519	0,6
78	88	95	21,8	Generazione elettrica	149	183	22,8

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 (55%), 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 a 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 della metrica maggiormente utilizzata nelle valutazioni delle *utility*.

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

# Refining & Marketing

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
<b>10.166</b>	<b>7.943</b>	<b>8.937</b>	<b>(12,1)</b>	<b>Risultati</b>			
<b>366</b>	<b>(10)</b>	<b>430</b>	<b>17,5</b>		(€ milioni)		
<b>(207)</b>	<b>112</b>	<b>(299)</b>		<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>19.446</b>	<b>16.880</b>	<b>(13,2)</b>
<b>31</b>	<b>18</b>	<b>54</b>		<b>Utile operativo</b>	<b>455</b>	<b>420</b>	<b>(7,7)</b>
		<b>37</b>		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(254)	(187)	
		<b>17</b>		Esclusione <i>special item</i> :	78	72	
		<b>1</b>		di cui:			
		<b>15</b>		Oneri (proventi) non ricorrenti		37	
		<b>2</b>		Altri <i>special item</i>	78	35	
		<b>5</b>		- svalutazioni	1	1	
		<b>(1)</b>		- oneri ambientali	61	32	
<b>190</b>	<b>120</b>	<b>185</b>	<b>(2,6)</b>	- oneri incentivazione all'esodo	11	3	
<b>64</b>	<b>51</b>	<b>33</b>		- accantonamenti a fondo rischi	3		
<b>(83)</b>	<b>(58)</b>	<b>(81)</b>		- altro	2	(1)	
<b>32,7</b>	<b>33,9</b>	<b>37,2</b>		<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>279</b>	<b>305</b>	<b>9,3</b>
<b>171</b>	<b>113</b>	<b>137</b>	<b>(19,9)</b>	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	111	84	
<b>137</b>	<b>134</b>	<b>185</b>	<b>35,0</b>	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(133)	(139)	
				Tax rate (%)	34,1	35,7	
				<b>Utile netto adjusted</b>	<b>257</b>	<b>250</b>	<b>(2,7)</b>
				<b>Investimenti</b>	<b>232</b>	<b>319</b>	<b>37,5</b>
<b>5,77</b>	<b>3,06</b>	<b>6,90</b>	<b>19,6</b>	<b>Margine di raffinazione</b>			
<b>4,58</b>	<b>2,34</b>	<b>5,12</b>	<b>11,8</b>	Brent	(\$/bbl)	4,36	4,98
<b>8,46</b>	<b>6,07</b>	<b>8,43</b>	<b>(0,4)</b>	Brent	(€/bbl)	3,55	3,75
				Ural	(\$/bbl)	7,15	7,25
<b>8,25</b>	<b>7,86</b>	<b>8,24</b>	<b>(0,1)</b>	<b>Lavorazioni</b>	(milioni di tonnellate)		
<b>1,15</b>	<b>1,14</b>	<b>1,08</b>	<b>(6,1)</b>	Lavorazioni in conto proprio in Italia	15,74	16,1	2,3
				Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	2,27	2,22	(2,2)
				Lavorazioni complessive delle raffinerie			
<b>6,77</b>	<b>6,67</b>	<b>7,09</b>	<b>4,7</b>	interamente possedute	12,63	13,76	8,9
<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>		Grado di utilizzo della capacità bilanciata (%)	100	100	
<b>2,20</b>	<b>1,98</b>	<b>2,19</b>	<b>(0,5)</b>	<b>Vendite</b>			
<b>0,95</b>	<b>0,90</b>	<b>0,99</b>	<b>4,2</b>	Rete Italia	4,26	4,17	(2,1)
<b>3,15</b>	<b>2,88</b>	<b>3,18</b>	<b>1,0</b>	Rete resto d'Europa	1,82	1,89	3,8
<b>2,90</b>	<b>2,61</b>	<b>2,66</b>	<b>(8,3)</b>	<b>Sub totale Rete</b>	<b>6,08</b>	<b>6,06</b>	<b>(0,3)</b>
<b>1,03</b>	<b>1,05</b>	<b>1,02</b>	<b>(1,0)</b>	Extrarete Italia	5,84	5,27	(9,8)
<b>0,12</b>	<b>0,13</b>	<b>0,14</b>	<b>16,7</b>	Extrarete resto d'Europa	2,06	2,07	0,5
<b>5,35</b>	<b>5,67</b>	<b>5,02</b>	<b>(6,2)</b>	Extrarete altro estero	0,22	0,27	22,7
<b>12,55</b>	<b>12,34</b>	<b>12,02</b>	<b>(4,2)</b>	Altre vendite	10,67	10,69	0,2
				<b>Vendite</b>	<b>24,87</b>	<b>24,36</b>	<b>(2,1)</b>
<b>7,59</b>	<b>7,30</b>	<b>6,74</b>	<b>(11,2)</b>	<b>Vendite per area geografica</b>			
<b>1,98</b>	<b>1,95</b>	<b>2,01</b>	<b>1,5</b>	Italia	15,14	14,04	(7,3)
<b>2,98</b>	<b>3,09</b>	<b>3,27</b>	<b>9,7</b>	Resto d'Europa	3,88	3,96	2,1
				Altro estero	5,85	6,36	8,7

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del secondo trimestre 2007 di €185 milioni è sostanzialmente in linea con il secondo trimestre 2006 (-€5 milioni). L'attività di raffinazione ha registrato un incremento del risultato sia per le minori fermate che per l'andamento positivo dello scenario trainato in particolare dall'elevato livello dei prezzi delle benzine; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

Il risultato della raffinazione è stato compensato dalla flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia dovuto:

- ai minori margini del mercato rete a causa dei rapidi aumenti dei prezzi internazionali dei prodotti non interamente trasferiti sui prezzi finali di vendita;
- ai minori margini dei gasoli nel mercato extrarete per effetto della pressione competitiva.

L'utile netto *adjusted* del secondo trimestre 2007 pari a €137 milioni si riduce di €34 milioni (-19,9%).

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di €305 milioni è aumentato di €26 milioni rispetto al primo semestre 2006 (+9,3%) per effetto essenzialmente dell'aumento del risultato dell'attività di raffinazione dovuta essenzialmente all'andamento favorevole dello scenario in particolare nel secondo trimestre e all'incremento dei volumi lavorati e delle rese anche a seguito delle minori fermate degli impianti. L'attività commerciale in Italia ha registrato un minore risultato operativo per effetto:

- dei minori margini conseguiti sul mercato rete;
- del minore risultato del mercato extrarete per la diminuzione dei margini e per i minori volumi (-9,8%) dovuti alle condizioni climatiche eccezionalmente miti del primo trimestre.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2007 pari a €250 milioni si riduce di €7 milioni (-2,7%).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€54 milioni nel trimestre; €72 milioni nel semestre) riguardano principalmente oneri ambientali e l'accantonamento al fondo rischi a fronte di un procedimento in corso con l'Autorità *antitrust* europea.

Nel secondo trimestre 2007 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (9,32 milioni di tonnellate) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al secondo trimestre 2006 nonostante la cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo a fine 2006 (-165 mila tonnellate sul trimestre; -660 mila tonnellate sul semestre). I volumi lavorati in conto proprio in Italia sono aumentati del 2% a struttura costante per effetto delle maggiori lavorazioni della raffineria di Sannazzaro per la fermata del *cracking* catalitico del 2006. Le lavorazioni in conto proprio all'estero sono diminuite del 6,1% a causa della fermata della raffineria tedesca.

Nel primo semestre 2007 le lavorazioni in conto proprio (18,32 milioni di tonnellate) sono aumentate di 310 mila tonnellate, pari all'1,7%. Le lavorazioni in Italia a struttura costante (16,1 milioni di tonnellate) sono aumentate del 6,8% per le maggiori lavorazioni di Livorno e Sannazzaro dovute alle minori fermate.

Nel secondo trimestre 2007 le vendite di prodotti petroliferi (12,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 530 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2006, pari al 4,2%, per effetto dei minori volumi venduti sul mercato extrarete.

Le vendite sulla rete in Italia (2,19 milioni di tonnellate) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al secondo trimestre 2006 in linea con l'andamento dei consumi. Sono diminuite le vendite di benzina a fronte dell'incremento delle vendite di gasolio in linea con il *trend* di sostituzione del parco auto. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (0,99 milioni di tonnellate) sono aumentate di 40 mila tonnellate, pari al 4,2%, essenzialmente in Spagna, Svizzera e Germania.

Le vendite extrarete in Italia (2,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di 240 mila tonnellate, pari all'8,3%; la riduzione è dovuta in particolare alla minore domanda di olio combustibile per usi termoelettrici.

Nel primo semestre 2007 le vendite di prodotti petroliferi (24,36 milioni di tonnellate) sono diminuite di 510 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2006, pari al 2,1%, per effetto essenzialmente della flessione registrata sui mercati extrarete in Italia e delle minori vendite alla petrolchimica in relazione alla cessazione del contratto di lavorazione su Priolo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi venduti a società petrolifere e a *trader* in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (4,17 milioni di tonnellate) sono diminuite di 90 mila tonnellate, pari al 2,1%, per effetto della pressione competitiva.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,89 milioni di tonnellate) sono aumentate di 70 mila tonnellate, pari al 3,8%, essenzialmente in Spagna e Germania.

Le vendite extrarete in Italia (5,27 milioni di tonnellate) sono diminuite di 570 mila tonnellate, pari al 9,8%; la riduzione è dovuta alla minore domanda di olio combustibile per usi elettrici e alle condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e GPL).

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (2,07 milioni di tonnellate) sono aumentate di 10 mila tonnellate, pari a circa l'1%, essenzialmente nella Repubblica Ceca.

# Conto Economico

(€ milioni)

<b>II trim. 2006</b>	<b>I trim. 2007</b>	<b>II trim. 2007</b>	<b>Var. % II trim. 07 vs 06</b>		<b>2006</b>	<b>I semestre 2007</b>	<b>Var. %</b>
20.739	21.913	19.754	(4,7)	Ricavi della gestione caratteristica	44.323	41.667	(6,0)
163	281	175	7,4	Altri ricavi e proventi	372	456	22,6
(14.380)	(15.462)	(14.032)	2,4	Costi operativi	(31.119)	(29.494)	5,2
		(56)		<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>		(56)	
(1.575)	(1.627)	(1.679)	(6,6)	Ammortamenti e svalutazioni	(3.034)	(3.306)	(9,0)
<b>4.947</b>	<b>5.105</b>	<b>4.218</b>	<b>(14,7)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>10.542</b>	<b>9.323</b>	<b>(11,6)</b>
109	(133)	158	45,0	Proventi (oneri) finanziari netti	151	25	(83,4)
227	202	289	27,3	Proventi netti su partecipazioni	467	491	5,1
<b>5.283</b>	<b>5.174</b>	<b>4.665</b>	<b>(11,7)</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>11.160</b>	<b>9.839</b>	<b>(11,8)</b>
(2.800)	(2.431)	(2.242)	19,9	Imposte sul reddito	(5.547)	(4.673)	15,8
53,0	47,0	48,1		<i>Tax rate (%)</i>	49,7	47,5	
2.483	2.743	2.423	(2,4)	Utile netto	5.613	5.166	(8,0)
				di cui:			
<b>2.301</b>	<b>2.588</b>	<b>2.267</b>	<b>(1,5)</b>	- <b>utile netto di competenza Eni</b>	<b>5.275</b>	<b>4.855</b>	<b>(8,0)</b>
182	155	156	(14,3)	- utile netto di terzi azionisti	338	311	(8,0)
<b>2.301</b>	<b>2.588</b>	<b>2.267</b>	<b>(1,5)</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>5.275</b>	<b>4.855</b>	<b>(8,0)</b>
(151)	97	(207)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(210)	(110)	
333	(5)	160		Esclusione <i>special item</i> :	372	155	
		81		di cui:			
333	(5)	79		- <i>oneri (proventi) non ricorrenti</i>		81	
				- <i>altri special item</i>	372	74	
<b>2.483</b>	<b>2.680</b>	<b>2.220</b>	<b>(10,6)</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>	<b>5.437</b>	<b>4.900</b>	<b>(9,9)</b>

## 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 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)

**Primo semestre 2007**

	ES&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>6.550</b>	<b>2.106</b>	<b>420</b>	<b>211</b>	<b>390</b>	<b>(231)</b>	<b>(99)</b>	<b>(24)</b>	<b>9.323</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		108	(187)	(28)					(107)
<b>Esclusione special item:</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>	<b>(12)</b>	<b>(18)</b>	<b>37</b>	<b>6</b>	<b>(11)</b>	<b>65</b>	<b>(11)</b>		<b>56</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>77</b>	<b>6</b>	<b>35</b>			<b>50</b>	<b>9</b>		<b>177</b>
oneri ambientali		1	32			83			116
svalutazioni	76		1			6			83
accantonamenti a fondo rischi						9			9
oneri per incentivazione all'esodo	1	5	3			1	9		19
altro			(1)			(49)			(50)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>65</b>	<b>(12)</b>	<b>72</b>	<b>6</b>	<b>(11)</b>	<b>115</b>	<b>(2)</b>		<b>233</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>6.615</b>	<b>2.202</b>	<b>305</b>	<b>189</b>	<b>379</b>	<b>(116)</b>	<b>(101)</b>	<b>(24)</b>	<b>9.449</b>
Proventi (oneri) finanziari netti*	(4)	4				(4)	29		25
Proventi (oneri) su partecipazioni*	100	218	84	2	38				442
Imposte sul reddito*	(3.655)	(847)	(139)	(61)	(113)		101	9	(4.705)
Tax rate (%)	54,5	34,9	35,7						47,4
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>3.056</b>	<b>1.577</b>	<b>250</b>	<b>130</b>	<b>304</b>	<b>(120)</b>	<b>29</b>	<b>(15)</b>	<b>5.211</b>
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									311
<b>- utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>4.900</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>4.855</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(110)
Esclusione special item:									155
- oneri (proventi) non ricorrenti									81
- altri special item									74
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>4.900</b>

(\*) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

**Primo semestre 2006**

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>8.398</b>	<b>1.907</b>	<b>455</b>	<b>69</b>	<b>211</b>	<b>(216)</b>	<b>(142)</b>	<b>(140)</b>	<b>10.542</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(20)	(254)	(61)					(335)
<b>Esclusione special item:</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
<b>Altri special item:</b>	<b>75</b>	<b>107</b>	<b>78</b>	<b>20</b>		<b>88</b>	<b>12</b>		<b>380</b>
oneri ambientali		39	61			52			152
svalutazioni	132	51	1			4			188
plusvalenze nette su cessione di asset	(57)								(57)
accantonamenti a fondo rischi			3	20		22			45
oneri per incentivazione all'esodo		17	11	1		1	12		42
altro			2	(1)		9			10
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>75</b>	<b>107</b>	<b>78</b>	<b>20</b>		<b>88</b>	<b>12</b>		<b>380</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>8.473</b>	<b>1.994</b>	<b>279</b>	<b>28</b>	<b>211</b>	<b>(128)</b>	<b>(130)</b>	<b>(140)</b>	<b>10.587</b>
Proventi (oneri) finanziari netti*	(26)	11					152		137
Proventi (oneri) su partecipazioni*	66	292	111	1	(8)	6	(1)		467
Imposte sul reddito*	(4.494)	(780)	(133)		(51)		(10)	52	(5.416)
Tax rate (%)	52,8	34,0	34,1						48,4
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>4.019</b>	<b>1.517</b>	<b>257</b>	<b>29</b>	<b>152</b>	<b>(122)</b>	<b>11</b>	<b>(88)</b>	<b>5.775</b>
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									338
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>5.437</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>5.275</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(210)
Esclusione special item:									372
- oneri (proventi) non ricorrenti									
- altri special item									372
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>5.437</b>

(\*) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2007

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>3.418</b>	<b>465</b>	<b>430</b>	<b>96</b>	<b>214</b>	<b>(215)</b>	<b>(61)</b>	<b>(129)</b>	<b>4.218</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		68	(299)	(31)					(262)
<b>Esclusione special item:</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>	<b>(12)</b>	<b>(18)</b>	<b>37</b>	<b>6</b>	<b>(11)</b>	<b>65</b>	<b>(11)</b>		<b>56</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>77</b>	<b>4</b>	<b>17</b>	<b>(4)</b>		<b>84</b>	<b>6</b>		<b>184</b>
oneri ambientali		1	15			83			99
svalutazioni	76		1			3			80
accantonamenti a fondo rischi						9			9
oneri per incentivazione all'esodo	1	3	2	(4)		1	6		9
altro			(1)			(12)			(13)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>65</b>	<b>(14)</b>	<b>54</b>	<b>2</b>	<b>(11)</b>	<b>149</b>	<b>(5)</b>		<b>240</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>3.483</b>	<b>519</b>	<b>185</b>	<b>67</b>	<b>203</b>	<b>(66)</b>	<b>(66)</b>	<b>(129)</b>	<b>4.196</b>
Proventi (oneri) finanziari netti*	31	1				(4)	130		158
Proventi (oneri) su partecipazioni*	90	103	33	2	12				240
Imposte sul reddito*	(1.957)	(205)	(81)	(18)	(56)		51	48	(2.218)
Tax rate (%)	54,3	32,9	37,2						48,3
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.647</b>	<b>418</b>	<b>137</b>	<b>51</b>	<b>159</b>	<b>(70)</b>	<b>115</b>	<b>(81)</b>	<b>2.376</b>
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									156
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>2.220</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>2.267</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(207)
Esclusione special item:									160
- oneri (proventi) non ricorrenti									81
- altri special item									79
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>2.220</b>

(\*) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2006

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>4.090</b>	<b>708</b>	<b>366</b>	<b>30</b>	<b>133</b>	<b>(151)</b>	<b>(91)</b>	<b>(138)</b>	<b>4.947</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		10	(207)	(44)					(241)
Esclusione <i>special item</i> :									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
<b>Altri <i>special item</i>:</b>	<b>132</b>	<b>73</b>	<b>31</b>	<b>19</b>		<b>86</b>	<b>7</b>		<b>348</b>
oneri ambientali		19	17			52			88
svalutazioni	132	51	1			1			185
accantonamenti a fondo rischi			2	18		22			42
oneri per incentivazione all'esodo		3	6	1		1	7		18
altro			5			10			15
<b><i>Special item</i> dell'utile operativo</b>	<b>132</b>	<b>73</b>	<b>31</b>	<b>19</b>		<b>86</b>	<b>7</b>		<b>348</b>
<b>Utile operativo <i>adjusted</i></b>	<b>4.222</b>	<b>791</b>	<b>190</b>	<b>5</b>	<b>133</b>	<b>(65)</b>	<b>(84)</b>	<b>(138)</b>	<b>5.054</b>
Proventi (oneri) finanziari netti*	(9)	5					99		95
Proventi (oneri) su partecipazioni*	56	155	64	1	(49)	1	(1)		227
Imposte sul reddito*	(2.345)	(313)	(83)	7	(19)		(9)	51	(2.711)
Tax rate (%)	54,9	32,9	32,7						50,4
<b>Utile netto <i>adjusted</i></b>	<b>1.924</b>	<b>638</b>	<b>171</b>	<b>13</b>	<b>65</b>	<b>(64)</b>	<b>5</b>	<b>(87)</b>	<b>2.665</b>
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									182
- <b>utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>									<b>2.483</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>2.301</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(151)
Esclusione <i>special item</i> :									333
- <i>oneri (proventi) non ricorrenti</i>									333
- <i>altri special item</i>									333
<b>Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni</b>									<b>2.483</b>

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

(€ milioni)

Primo trimestre 2007

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo</b>	<b>3.132</b>	<b>1.641</b>	<b>(10)</b>	<b>115</b>	<b>176</b>	<b>(16)</b>	<b>(38)</b>	<b>105</b>	<b>5.105</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		40	112	3					155
<b>Esclusione special item:</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
<b>Altri special item:</b>		<b>2</b>	<b>18</b>	<b>4</b>		<b>(34)</b>	<b>3</b>		<b>(7)</b>
oneri ambientali			17						17
svalutazioni						3			3
oneri per incentivazione all'esodo altro		2	1	4			3		10
						(37)			(37)
<b>Special item dell'utile operativo</b>		<b>2</b>	<b>18</b>	<b>4</b>		<b>(34)</b>	<b>3</b>		<b>(7)</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>3.132</b>	<b>1.683</b>	<b>120</b>	<b>122</b>	<b>176</b>	<b>(50)</b>	<b>(35)</b>	<b>105</b>	<b>5.253</b>
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 (%)	54,7	35,6	33,9						46,7
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.409</b>	<b>1.159</b>	<b>113</b>	<b>79</b>	<b>145</b>	<b>(50)</b>	<b>(86)</b>	<b>66</b>	<b>2.835</b>
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									155
- <b>utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>2.680</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>									<b>2.588</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									97
Esclusione special item:									(5)
- oneri (proventi) non ricorrenti									
- altri special item									(5)
<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>									<b>2.680</b>

(\*) I valori escludono gli special item.

## Analisi degli *special item*

(€ milioni)

<b>II trim. 2006</b>	<b>I trim. 2007</b>	<b>II trim. 2007</b>		<b>I semestre</b>	
				<b>2006</b>	<b>2007</b>
		<b>56</b>	<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>		<b>56</b>
<b>348</b>	<b>(7)</b>	<b>184</b>	<b>Altri special item:</b>	<b>380</b>	<b>177</b>
88	17	99	oneri ambientali	152	116
185	3	80	svalutazioni	188	83
			plusvalenze nette su cessione di asset	(57)	
42		9	accantonamenti a fondo rischi	45	9
18	10	9	oneri per incentivazione all'esodo	42	19
15	(37)	(13)	altro	10	(50)
<b>348</b>	<b>(7)</b>	<b>240</b>	<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>380</b>	<b>233</b>
(14)			Oneri (proventi) finanziari	(14)	
		(6)	Oneri (proventi) su partecipazioni		(6)
(1)	2	(74)	Imposte sul reddito	6	(72)
<b>333</b>	<b>(5)</b>	<b>160</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>372</b>	<b>155</b>

## Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

<b>II trim. 2006</b>	<b>I trim. 2007</b>	<b>II trim. 2007</b>	<b>Var. % II trim. 07 vs 06</b>		<b>2006</b>	<b>I semestre 2007</b>	<b>Var. %</b>
4.222	3.132	3.483	(17,5)	Exploration & Production	8.473	6.615	(21,9)
791	1.683	519	(34,4)	Gas & Power	1.994	2.202	10,4
190	120	185	(2,6)	Refining & Marketing	279	305	9,3
5	122	67	..	Petrochimica	28	189	..
133	176	203	52,6	Ingegneria & Costruzioni	211	379	79,6
(65)	(50)	(66)	(1,5)	Altre attività	(128)	(116)	9,4
(84)	(35)	(66)	21,4	Corporate e società finanziarie	(130)	(101)	22,3
(138)	105	(129)		Effetto eliminazione utili interni	(140)	(24)	
<b>5.054</b>	<b>5.253</b>	<b>4.196</b>	<b>(17,0)</b>		<b>10.587</b>	<b>9.449</b>	<b>(10,7)</b>

## Stato patrimoniale riclassificato<sup>(a)</sup>

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	30.06.2007	Var.ass. vs 31.12.2006	Var.ass. vs 31.03.2007
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	44.312	44.435	45.999	1.687	1.564
Altre immobilizzazioni	629	622	614	(15)	(8)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.827	1.711	1.899	72	188
Attività immateriali	3.753	3.885	3.962	209	77
Partecipazioni	4.246	4.373	5.285	1.039	912
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	557	515	366	(191)	(149)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.090)	(897)	(1.178)	(88)	(281)
	<b>54.234</b>	<b>54.644</b>	<b>56.947</b>	<b>2.713</b>	<b>2.303</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	4.752	4.888	4.828	76	(60)
Crediti commerciali	15.230	15.006	13.607	(1.623)	(1.399)
Debiti commerciali	(10.528)	(9.692)	(9.928)	600	(236)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.396)	(7.306)	(6.851)	(1.455)	455
Fondi per rischi e oneri	(8.614)	(8.335)	(8.205)	409	130
Altre attività (passività) d'esercizio:					
Partecipazioni			2.581	2.581	2.581
Altre attività (passività) <sup>(b)</sup>	(641)	(1.230)	(677)	(36)	553
	<b>(5.197)</b>	<b>(6.669)</b>	<b>(4.645)</b>	<b>552</b>	<b>2.024</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(1.071)</b>	<b>(1.032)</b>	<b>(936)</b>	<b>135</b>	<b>96</b>
<b>Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto</b>			<b>52</b>	<b>52</b>	<b>52</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>47.966</b>	<b>46.943</b>	<b>51.418</b>	<b>3.452</b>	<b>4.475</b>
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	43.091	42.296	1.097	(795)
Indebitamento finanziario netto	6.767	3.852	9.122	2.355	5.270
<b>COPERTURE</b>	<b>47.966</b>	<b>46.943</b>	<b>51.418</b>	<b>3.452</b>	<b>4.475</b>

(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 302 milioni di euro (220 milioni al 31 marzo 2007 e 249 milioni al 31 dicembre 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 515 milioni di euro (451 milioni al 31 marzo 2007 e 417 milioni al 31 dicembre 2006).

## Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)

	31.12.2006	31.03.2007	30.06.2007	Var.ass. vs 31.12.2006	Var.ass. vs 31.03.2007
Debiti finanziari e obbligazionari	11.699	16.470	16.141	4.442	(329)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.290	9.670	9.061	4.771	(609)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	7.409	6.800	7.080	(329)	280
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.985)	(6.723)	(6.368)	(2.383)	355
Titoli non strumentali all'attività operativa	(552)	(270)	(214)	338	56
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(395)	(5.625)	(437)	(42)	5.188
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>6.767</b>	<b>3.852</b>	<b>9.122</b>	<b>2.355</b>	<b>5.270</b>
<b>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</b>	<b>41.199</b>	<b>43.091</b>	<b>42.296</b>	<b>1.097</b>	<b>(795)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,16</b>	<b>0,09</b>	<b>0,22</b>	<b>0,06</b>	<b>0,13</b>

Assumendo al 30 giugno 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 0,14.

### PRESTITI OBBLIGAZIONARI SCADENTI NEI DICHIOTTO MESI SUCCESSIVI AL 30 GIUGNO 2007

(€ milioni)<sup>(a)</sup>

Società emittente	
Eni Coordination Center SA	757
Eni USA Inc	148
	<b>905</b>

(a) Comprende disaggio di emissione e rateo di interesse.

## Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006</b>	<b>41.199</b>
Utile netto	5.166
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da <i>cash flow hedge</i>	(528)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.384)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(227)
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(339)
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas)	(196)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(339)
Altre variazioni	(56)
<b>Totale variazioni</b>	<b>1.097</b>
<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 giugno 2007</b>	<b>42.296</b>

## 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
<b>30 giugno 2007</b>				
<b>Utile netto adjusted</b>	6.316	2.922	622	10.454
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				4
<b>Utile netto adjusted unlevered</b>	6.316	2.922	622	10.458
<i>Capitale investito netto</i>				
- ad inizio periodo	19.166	16.706	5.626	46.257
- a fine periodo	21.717	18.451	5.909	51.551
<b>Capitale investito netto medio</b>	20.442	17.579	5.768	48.904
<b>ROACE adjusted (%)</b>	30,9	16,6	10,8	21,4

Assumendo al 30 giugno 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 ROACE di Gruppo e della divisione Exploration & Production si rideterminano rispettivamente in 22,1% e 33,6%.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il

	E&P	G&P	R&M	Gruppo
<b>30 giugno 2006</b>				
<b>Utile netto adjusted</b>	7.526	2.537	815	10.843
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				29
<b>Utile netto adjusted unlevered</b>	7.526	2.537	815	10.872
<i>Capitale investito netto</i>				
- ad inizio periodo	19.998	17.479	4.919	47.122
- a fine periodo	19.166	16.594	4.512	45.599
<b>Capitale investito netto medio</b>	19.582	17.037	4.716	46.361
<b>ROACE adjusted (%)</b>	38,4	14,9	17,3	23,5

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il

	E&P	G&P	R&M	Gruppo
<b>31 dicembre 2006</b>				
<b>Utile netto adjusted</b>	7.279	2.862	629	11.018
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)				46
<b>Utile netto adjusted unlevered</b>	7.279	2.862	629	11.064
<i>Capitale investito netto</i>				
- ad inizio periodo	20.206	18.978	5.993	49.692
- a fine periodo	18.590	18.864	5.766	47.999
<b>Capitale investito netto medio</b>	19.398	18.921	5.880	48.846
<b>ROACE adjusted (%)</b>	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 <sup>(a)</sup>

(€ milioni)

Il trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007		I semestre		
				2006	2007	Var. ass
2.483	2.743	2.423	<b>Utile prima degli interessi di terzi azionisti</b>	5.613	5.166	(447)
			<i>a rettifica:</i>			
1.254	1.251	1.620	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.575	2.871	296
3	(14)	(12)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(60)	(26)	34
2.740	2.397	1.973	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	5.583	4.370	(1.213)
<b>6.480</b>	<b>6.377</b>	<b>6.004</b>	<b>Flusso di cassa del risultato operativo</b>	<b>13.711</b>	<b>12.381</b>	<b>(1.330)</b>
873	445	597	<b>prima della variazione del capitale di esercizio</b>	<b>13.711</b>	<b>12.381</b>	<b>(1.330)</b>
			Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.004	1.042	38
			Dividendi incassati, imposte pagate,			
(2.548)	(1.259)	(2.461)	interessi (pagati) incassati	(4.047)	(3.720)	327
<b>4.805</b>	<b>5.563</b>	<b>4.140</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>10.668</b>	<b>9.703</b>	<b>(965)</b>
(1.714)	(2.013)	(2.244)	Investimenti tecnici	(3.054)	(4.257)	(1.203)
			Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate			
(38)	(10)	(4.925)	e rami d'azienda	(57)	(4.935)	(4.878)
19	12	164	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	104	176	72
188	(152)	358	Altre variazioni relative all'attività di investimento	80	206	126
<b>3.260</b>	<b>3.400</b>	<b>(2.507)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>7.741</b>	<b>893</b>	<b>(6.848)</b>
86	(5.035)	5.265	Investimenti e disinvestimenti relativi	466	230	(236)
708	4.887	(253)	all'attività di finanziamento	(1.143)	4.634	5.777
(3.422)	(445)	(2.841)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(3.778)	(3.286)	492
			Flusso di cassa del capitale proprio			
(111)	(69)	(19)	Variazioni area di consolidamento	(141)	(88)	53
			e differenze cambio sulle disponibilità			
<b>521</b>	<b>2.738</b>	<b>(355)</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>3.145</b>	<b>2.383</b>	<b>(762)</b>

### VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO <sup>(a)</sup>

(€ milioni)

Il trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007		I semestre		
				2006	2007	Var. %
3.260	3.400	(2.507)	<b>Free cash flow</b>	7.741	893	(6.848)
(45)		(24)	Debiti e crediti finanziari società acquisite			
			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	1	(24)	(25)
104	(40)	102	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari	117	62	(55)
(3.422)	(445)	(2.841)	e altre variazioni	(3.778)	(3.286)	492
<b>(103)</b>	<b>2.915</b>	<b>(5.270)</b>	Flusso di cassa del capitale proprio	<b>4.081</b>	<b>(2.355)</b>	<b>(6.436)</b>
			<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>4.081</b>	<b>(2.355)</b>	<b>(6.436)</b>

(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 79 e 80 del Bilancio 2006.

## Investimenti tecnici

### Exploration & Production

(€ milioni)

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
4	73	23	..	<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>	4	96	..
				Italia			
	5	6		Africa Settentrionale		11	
				Africa Occidentale			
4	68	17		Resto del mondo	4	85	
<b>205</b>	<b>373</b>	<b>375</b>	<b>82,9</b>	<b>Esplorazione</b>	<b>378</b>	<b>748</b>	<b>97,9</b>
34	34	28	(17,6)	Italia	57	62	8,8
59	83	86	45,8	Africa Settentrionale	107	169	57,9
47	68	69	46,8	Africa Occidentale	94	137	45,7
28	75	49	75,0	Mare del Nord	43	124	..
37	113	143	..	Resto del mondo	77	256	..
<b>934</b>	<b>909</b>	<b>1.056</b>	<b>13,1</b>	<b>Sviluppo</b>	<b>1.711</b>	<b>1.965</b>	<b>14,8</b>
89	107	147	65,2	Italia	174	254	46,0
163	188	207	27,0	Africa Settentrionale	303	395	30,4
235	266	256	8,9	Africa Occidentale	373	522	39,9
93	89	114	22,6	Mare del Nord	187	203	8,6
354	259	332	(6,2)	Resto del mondo	674	591	(12,3)
<b>10</b>	<b>11</b>	<b>17</b>	<b>70,0</b>	<b>Altro</b>	<b>21</b>	<b>28</b>	<b>33,3</b>
<b>1.153</b>	<b>1.366</b>	<b>1.471</b>	<b>27,6</b>		<b>2.114</b>	<b>2.837</b>	<b>34,2</b>

### Gas & Power

(€ milioni)

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
208	154	263	26,4	Italia	348	417	19,8
51	67	42	(17,6)	Estero	62	109	75,8
<b>259</b>	<b>221</b>	<b>305</b>	<b>17,8</b>		<b>410</b>	<b>526</b>	<b>28,3</b>
6	5	11	83,3	<b>Mercato</b>	13	16	23,1
6	5	11	83,3	Estero	13	16	23,1
<b>40</b>	<b>25</b>	<b>31</b>	<b>(22,5)</b>	<b>Distribuzione</b>	<b>67</b>	<b>56</b>	<b>(16,4)</b>
<b>161</b>	<b>144</b>	<b>222</b>	<b>37,9</b>	<b>Trasporto</b>	<b>252</b>	<b>366</b>	<b>45,2</b>
116	82	191	64,7	Italia	203	273	34,5
45	62	31	(31,1)	Estero	49	93	89,8
<b>52</b>	<b>47</b>	<b>41</b>	<b>(21,2)</b>	<b>Generazione elettrica</b>	<b>78</b>	<b>88</b>	<b>12,8</b>
<b>259</b>	<b>221</b>	<b>305</b>	<b>17,8</b>		<b>410</b>	<b>526</b>	<b>28,3</b>

### Refining & Marketing

(€ milioni)

II trim. 2006	I trim. 2007	II trim. 2007	Var. % II trim. 07 vs 06		2006	I semestre 2007	Var. %
118	123	160	35,6	Italia	197	283	43,7
19	11	25	31,6	Estero	35	36	2,9
<b>137</b>	<b>134</b>	<b>185</b>	<b>35,0</b>		<b>232</b>	<b>319</b>	<b>37,5</b>
<b>95</b>	<b>104</b>	<b>110</b>	<b>15,8</b>	<b>Raffinazione, supply e logistica</b>	<b>162</b>	<b>214</b>	<b>32,1</b>
95	104	110	15,8	Italia	162	214	32,1
<b>42</b>	<b>30</b>	<b>55</b>	<b>31,0</b>	<b>Marketing</b>	<b>67</b>	<b>85</b>	<b>26,9</b>
23	19	30	30,4	Italia	32	49	53,1
19	11	25	31,6	Estero	35	36	2,9
		<b>20</b>		<b>Altre Attività</b>	<b>3</b>	<b>20</b>	
<b>137</b>	<b>134</b>	<b>185</b>	<b>35,0</b>		<b>232</b>	<b>319</b>	<b>37,5</b>

## Exploration & Production

### Produzione giornaliera di idrocarburi per area geografica

<b>Il trim. 2006</b>	<b>I trim. 2007</b>	<b>II trim. 2007</b>	<b>Var. % II trim. 07 vs 06</b>		<b>2006</b>	<b>I semestre 2007</b>	<b>Var. %</b>
<b>1.748</b>	<b>1.734</b>	<b>1.736</b>	<b>(0,7)</b>	<b>Produzione giornaliera di idrocarburi<sup>(a)</sup></b>		<b>1.787</b>	<b>(2,9)</b>
237	223	215	(9,3)	Italia	(migliaia di boe)	242	(9,5)
555	566	599	7,9	Africa Settentrionale		548	6,4
368	337	333	(9,5)	Africa Occidentale		375	(10,7)
284	287	264	(7,0)	Mare del Nord		291	(5,5)
304	321	325	6,9	Resto del mondo		331	(2,4)
<b>154,1</b>	<b>150,1</b>	<b>152,2</b>	<b>(1,2)</b>	<b>Produzione venduta<sup>(a)</sup></b>	(milioni di boe)	<b>313,6</b>	<b>(3,6)</b>

### Produzione giornaliera di petrolio e condensati per area geografica

<b>Il trim. 2006</b>	<b>I trim. 2007</b>	<b>II trim. 2007</b>	<b>Var. % II trim. 07 vs 06</b>		<b>2006</b>	<b>I semestre 2007</b>	<b>Var. %</b>
<b>1.056</b>	<b>1.030</b>	<b>1.026</b>	<b>(2,8)</b>	<b>Produzione giornaliera di petrolio e condensati<sup>(a)</sup></b>		<b>1.099</b>	<b>(6,5)</b>
76	77	76		Italia	(migliaia di barili)	79	(3,8)
327	328	333	1,8	Africa Settentrionale		326	1,5
322	288	285	(11,5)	Africa Occidentale		330	(13,3)
178	170	155	(12,9)	Mare del Nord		183	(10,9)
153	167	177	15,7	Resto del mondo		181	(5,0)

### Produzione giornaliera di gas naturale per area geografica

<b>Il trim. 2006</b>	<b>I trim. 2007</b>	<b>II trim. 2007</b>	<b>Var. % II trim. 07 vs 06</b>		<b>2006</b>	<b>I semestre 2007</b>	<b>Var. %</b>
<b>113</b>	<b>115</b>	<b>116</b>	<b>2,7</b>	<b>Produzione giornaliera di gas naturale<sup>(a)</sup></b>		<b>112</b>	<b>2,7</b>
26	24	23	(11,5)	Italia	(milioni di metri cubi)	26	(11,5)
37	39	43	16,2	Africa Settentrionale		36	13,9
8	8	8		Africa Occidentale		7	14,3
17	19	18	5,9	Mare del Nord		18	
25	25	24	(4,0)	Resto del mondo		25	

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