



Eni's Way

Relazione trimestrale  
al 30 settembre 2006





# Relazione trimestrale al 30 settembre 2006

---

## Sommario

	1	Principali dati
	2	Criteri di redazione
<b>Risultati economico-finanziari</b>	3	Conto economico
	4	Utile operativo
	6	Analisi delle voci del conto economico
	10	Stato patrimoniale riclassificato
	13	Rendiconto finanziario riclassificato
	17	Evoluzione prevedibile della gestione
<b>Andamento dei principali settori di attività</b>	18	Exploration & Production
	21	Gas & Power
	24	Refining & Marketing
	26	Petrolchimica
	27	Ingegneria e Costruzioni
<b>Non-GAAP measures</b>	29	Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli a valori correnti e <i>adjusted</i>

## Principali dati economici e finanziari

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
18.121	<b>20.366</b>	2.245	12,4	Ricavi della gestione caratteristica	52.222	<b>64.689</b>	12.467	23,9
4.270	<b>4.828</b>	558	13,1	Utile operativo	12.431	<b>15.370</b>	2.939	23,6
4.446	<b>5.127</b>	681	15,3	Utile operativo <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup>	12.627	<b>15.714</b>	3.087	24,4
2.340	<b>2.422</b>	82	3,5	Utile netto di competenza Eni	6.683	<b>7.697</b>	1.014	15,2
0,62	<b>0,66</b>	0,04	5,7	- per azione (€) <sup>(2)</sup>	1,77	<b>2,08</b>	0,31	17,1
1,52	<b>1,67</b>	0,15	10,4	- per ADS (\$) <sup>(2)</sup>	4,48	<b>5,17</b>	0,69	15,3
2.446	<b>2.620</b>	174	7,1	Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni <sup>(1)</sup>	6.855	<b>8.057</b>	1.202	17,5
4.251	<b>4.555</b>	304	7,3	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	12.864	<b>15.223</b>	2.359	18,3
1.744	<b>1.835</b>	91	5,2	Investimenti tecnici	4.950	<b>4.889</b>	(61)	(1,2)

(1) Per la definizione e la riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto "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 a valori correnti e *adjusted*" a pagina 29.

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

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 dei primi nove mesi non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

## Principali indicatori di mercato

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
61,54	<b>69,49</b>	7,95	12,9	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> <sup>(1)</sup>	53,54	<b>66,96</b>	13,42	25,1
1,220	<b>1,274</b>	0,054	4,4	Cambio medio EUR/USD <sup>(2)</sup>	1,264	<b>1,244</b>	(0,020)	(1,6)
50,44	<b>54,55</b>	4,11	8,1	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	42,36	<b>53,82</b>	11,46	27,1
7,02	<b>4,27</b>	(2,75)	(39,2)	Margini europei medi di raffinazione <sup>(3)</sup>	6,02	<b>4,33</b>	(1,69)	(28,1)
5,75	<b>3,35</b>	(2,40)	(41,7)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,76	<b>3,48</b>	(1,28)	(26,9)
2,13	<b>3,24</b>	1,11	52,1	Euribor a tre mesi (%)	2,13	<b>2,91</b>	0,78	36,6
3,74	<b>5,41</b>	1,67	44,7	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,27	<b>5,11</b>	1,84	56,3

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

(2) Fonte: BCE.

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

## Principali dati operativi

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
Produzione giornaliera:								
1.106	<b>1.041</b>	(65)	(5,9)	petrolio (migliaia di barili)	1.104	<b>1.080</b>	(24)	(2,2)
99	<b>109</b>	10	10,1	gas naturale <sup>(1)</sup> (milioni di metri cubi)	99	<b>111</b>	12	12,1
<b>1.715</b>	<b>1.709</b>	<b>(6)</b>	<b>(0,3)</b>	idrocarburi <sup>(1)</sup> (migliaia di boe)	<b>1.714</b>	<b>1.761</b>	<b>47</b>	<b>2,7</b>
<b>17,58</b>	<b>18,91</b>	<b>1,33</b>	<b>7,6</b>	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	<b>66,29</b>	<b>70,41</b>	<b>4,12</b>	<b>6,2</b>
1,47	<b>1,37</b>	(0,10)	(6,8)	- di cui vendite upstream (miliardi di metri cubi)	4,44	<b>4,13</b>	(0,31)	(7,0)
6,15	<b>6,33</b>	0,18	2,9	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	16,70	<b>18,75</b>	2,05	12,3
13,16	<b>13,09</b>	(0,07)	(0,5)	Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	37,97	<b>37,95</b>	(0,02)	(0,1)
1.414	<b>1.261</b>	(153)	(10,8)	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	4.087	<b>3.941</b>	(146)	(3,6)

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (50 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2006 e 43 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2005; 50 e 42 mila boe/giorno rispettivamente nei primi nove mesi del 2006 e 2005).

## CRITERI DI REDAZIONE

La relazione trimestrale al 30 settembre 2006, non sottoposta a revisione contabile, è stata redatta seguendo le indicazioni fornite dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB) nel Regolamento Emittenti. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo trimestre e ai primi nove mesi 2006 e al terzo trimestre e ai primi nove mesi 2005. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2006, al 30 giugno 2006 e al 31 dicembre 2005. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione sulla gestione della relazione semestrale e del bilancio annuale.

La relazione trimestrale al 30 settembre 2006 è stata redatta conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard (IFRS)* emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie dei primi nove mesi 2005 sono state modificate a seguito dell'inserimento nell'area di consolidamento della Saipem SpA e sue controllate; le motivazioni dell'inserimento nell'area di consolidamento sono indicate nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2005 al capitolo "Effetti derivanti dall'applicazione degli *IFRS* - Inclusione della Saipem nell'area di consolidamento".

In questa relazione apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

### Disclaimer

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

# Risultati economico-finanziari

## CONTO ECONOMICO

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
18.121	<b>20.366</b>	2.245	12,4	Ricavi della gestione caratteristica	52.222	<b>64.689</b>	12.467	23,9
163	<b>109</b>	(54)	(33,1)	Altri ricavi e proventi	480	<b>481</b>	1	0,2
(12.607)	<b>(14.147)</b>	(1.540)	(12,2)	Costi operativi	(36.234)	<b>(45.266)</b>	(9.032)	(24,9)
	<b>(24)</b>	(24)		di cui (oneri) proventi non ricorrenti		<b>(24)</b>	(24)	
(1.407)	<b>(1.500)</b>	(93)	(6,6)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.037)	<b>(4.534)</b>	(497)	(12,3)
<b>4.270</b>	<b>4.828</b>	<b>558</b>	<b>13,1</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>12.431</b>	<b>15.370</b>	<b>2.939</b>	<b>23,6</b>
(60)	<b>(42)</b>	18	30,0	Proventi (oneri) finanziari netti	(268)	<b>109</b>	377	..
355	<b>279</b>	(76)	(21,4)	Proventi netti su partecipazioni	768	<b>746</b>	(22)	(2,9)
<b>4.565</b>	<b>5.065</b>	<b>500</b>	<b>11,0</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>12.931</b>	<b>16.225</b>	<b>3.294</b>	<b>25,5</b>
(2.101)	<b>(2.553)</b>	(452)	(21,5)	Imposte sul reddito	(5.891)	<b>(8.100)</b>	(2.209)	(37,5)
2.464	<b>2.512</b>	48	1,9	Utile netto	7.040	<b>8.125</b>	1.085	15,4
				di cui:				
<b>2.340</b>	<b>2.422</b>	<b>82</b>	<b>3,5</b>	<b>- utile netto di competenza Eni</b>	<b>6.683</b>	<b>7.697</b>	<b>1.014</b>	<b>15,2</b>
124	<b>90</b>	(34)	(27,4)	- utile netto di terzi azionisti	357	<b>428</b>	71	19,9
<b>2.340</b>	<b>2.422</b>	<b>82</b>	<b>3,5</b>	<b>Utile netto di competenza Eni</b>	<b>6.683</b>	<b>7.697</b>	<b>1.014</b>	<b>15,2</b>
(317)	<b>30</b>	347		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(628)	<b>(180)</b>	448	
<b>2.023</b>	<b>2.452</b>	<b>429</b>	<b>21,2</b>	<b>Utile netto a valori correnti di competenza Eni</b>	<b>6.055</b>	<b>7.517</b>	<b>1.462</b>	<b>24,1</b>
				Esclusione special item:				
	<b>19</b>	19		- oneri non ricorrenti		<b>19</b>	19	
423	<b>149</b>	(274)		- altri special item	800	<b>521</b>	(279)	
<b>2.446</b>	<b>2.620</b>	<b>174</b>	<b>7,1</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza Eni</b>	<b>6.855</b>	<b>8.057</b>	<b>1.202</b>	<b>17,5</b>

### Terzo trimestre

L'**utile netto** di competenza Eni del terzo trimestre 2006 di 2.422 milioni di euro è aumentato di 82 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+3,5%) per effetto essenzialmente del maggiore utile operativo registrato in tutti i settori di *business*, parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 46,0% al 50,4%) determinata in particolare dalla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità. L'aumento del *tax rate* di Gruppo riflette anche l'impatto dell'incremento della fiscalità deciso dal Governo del Regno Unito applicabile alle produzioni di idrocarburi del Mare del Nord (*supplemental tax rate*). L'incremento, divenuto legge nel luglio 2006 con effetto retroattivo al 1° gennaio 2006, riguarda sia le imposte correnti, sia l'adeguamento del fondo imposte differite

(complessivamente 175 milioni di euro). I maggiori oneri tributari per imposte correnti sono stati di 84 milioni di euro, di cui 66 milioni di competenza dei primi sei mesi.

L'utile netto del terzo trimestre è influenzato dalla **perdita di magazzino** di 30 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) e da **special item** rappresentati da oneri netti di 168 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) riguardanti in particolare svalutazioni di *asset*, accantonamenti a fondi rischi, oneri ambientali, oneri per incentivazione all'esodo e l'adeguamento del fondo imposte differite per il *supplemental tax rate* del Mare del Nord. Escludendo l'utile di magazzino e gli *special item*, l'**utile netto adjusted** di 2.620 milioni di euro aumenta del 7,1% rispetto allo stesso periodo del 2005.

## Utile operativo

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
4.270	4.828	558	13,1	<b>Utile operativo</b>	12.431	15.370	2.939	23,6
(505)	82	587		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.001)	(253)	748	
3.765	4.910	1.145	30,4	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	11.430	15.117	3.687	32,3
Dettaglio per settore:								
3.682	4.041	359	9,8	Exploration & Production	9.031	12.439	3.408	37,7
460	586	126	27,4	Gas & Power	2.585	2.473	(112)	(4,3)
235	333	98	41,7	Refining & Marketing	641	534	(107)	(16,7)
(63)	36	99	..	Petrochimica	146	44	(102)	(69,9)
60	145	85	141,7	Ingegneria e Costruzioni	172	356	184	107,0
(378)	(185)	193	51,1	Altre attività	(637)	(401)	236	37,0
(125)	(65)	60	48,0	Corporate e società finanziarie	(336)	(207)	129	38,4
(106)	19	125		Eliminazione utili interni <sup>(1)</sup>	(172)	(121)	51	
3.765	4.910	1.145	30,4		11.430	15.117	3.687	32,3

(1) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 30 settembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

L'**utile operativo a valori correnti** del terzo trimestre 2006 di 4.910 milioni di euro è aumentato di 1.145 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2005, pari al 30,4%, per effetto essenzialmente dell'incremento registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+359 milioni di euro; +9,8%), dovuto all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +16,5%; gas naturale +19,2%) parzialmente assorbito dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti, dai maggiori costi di ricerca esplorativa, nonché dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 190 milioni di euro) in parte riferito alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro;
- **Gas & Power** (+126 milioni di euro; +27,4%), dovuto in particolare ai maggiori margini di vendita del gas per effetto della circostanza che nel terzo trimestre 2005, a seguito degli sviluppi registrati allora nel contenzioso con l'Autorità, venne rilevato l'intero impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas relativo ai primi nove mesi 2005, nonché all'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti. All'incremento del risultato ha contribuito anche la crescita dei volumi venduti di gas naturale dalle società consolidate (+1,04 miliardi di metri cubi). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto negativo del regime tariffario dell'attività di trasporto Italia determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e

il gas, nonché dalla flessione dei margini di vendita del *business* elettrico;

- **Refining & Marketing** (+98 milioni di euro; +41,7%), dovuto essenzialmente al miglioramento dell'utile operativo dell'attività di raffinazione per effetto della maggiore redditività del *pool* di greggi approvvigionato, nonostante l'andamento negativo del *marker* di mercato (-2,75 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 39,2%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli impatti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e delle minori lavorazioni. L'utile operativo del settore è stato favorito anche dalla riduzione degli *special item* in relazione a minori accantonamenti ambientali e dal miglioramento del risultato operativo delle attività commerciali in Italia;
- **Petrochimica** che registra l'utile operativo a valori correnti di 36 milioni di euro a fronte della perdita di 63 milioni nel terzo trimestre 2005. Il miglioramento di 99 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti;
- **Ingegneria e Costruzioni** (+85 milioni di euro; +141,7%), dovuto al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

**Primi nove mesi**

L'**utile netto** di competenza Eni dei primi nove mesi del 2006 di 7.697 milioni di euro è aumentato di 1.014 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+15,2%) per effetto essenzialmente del maggiore utile operativo di 2.939 milioni di euro (+23,6%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 45,6% al 49,9%) determinata in particolare dalla maggio-

re incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità, nonché dall'impatto dell'incremento della fiscalità applicabile alle produzioni di idrocarburi del Mare del Nord (*supplemental tax rate*) deciso dal governo del Regno Unito nel luglio 2006 con effetto retroattivo al 1° gennaio 2006.

I risultati di Eni sono stati realizzati in un **contesto di mercato** caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 25,1% e dal deprezzamento dell'1,6% dell'euro rispetto al dollaro, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent (-28,1%) e dei margini di vendita dei prodotti petroliferi e petrolchimici. I margini di vendita del gas naturale sono stati sostenuti dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti.

L'utile netto dei primi nove mesi è influenzato dall'**utile di magazzino** di 180 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) e da **special item** rappresentati da oneri netti di 540 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) riguardanti essenzialmente svalutazioni di attività in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power, oneri di natura ambientale, accantonamenti a fondi rischi, oneri per incentivazione all'esodo e l'adeguamento del fondo imposte differite per il *supplemental tax rate* del Mare del Nord, parzialmente compensati dalle plusvalenze conseguite dalla vendita di *asset* minerari. Escludendo l'utile di magazzino e gli *special item*, l'**utile netto adjusted** di 8.057 milioni di euro aumenta del 17,5% rispetto allo stesso periodo del 2005.

L'**utile operativo a valori correnti** di 15.117 milioni di euro – che esclude l'utile di magazzino di 253 milioni di euro – aumenta di 3.687 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+32,3%) a seguito essenzialmente dell'incremento registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+3.408 milioni di euro; +37,7%), dovuto all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +28,8%; gas naturale +20,6%), alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+11,9 milioni di boe), nonché all'impatto favorevole del deprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 180 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione, degli ammortamenti e dei costi di ricerca esplorativa;

- **Ingegneria e Costruzioni** (+184 milioni di euro; +107%), dovuto al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'utile operativo a valori correnti nei settori:

- **Gas & Power** (-112 milioni di euro; -4,3%) a causa essenzialmente: (i) dei minori margini di vendita del gas per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento in relazione all'emergenza climatica della stagione invernale 2006 e dell'impatto del regime tariffario della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dello scenario dell'energia; (ii) della riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del regime tariffario determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iii) dei maggiori *special item* rappresentati essenzialmente da svalutazioni di attività immateriali e accantonamenti ambientali. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita dei volumi venduti dalle società consolidate (vendite di gas +3,64 miliardi di metri cubi, pari al 6,3%; produzione venduta di energia elettrica +2,05 terawattora, pari al 12,3%) e di quelli trasportati all'estero in particolare sul gasdotto libico GreenStream;

- **Refining & Marketing** (-107 milioni di euro; -16,7%) a causa della flessione del margine di raffinazione e dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie a causa di manutenzioni programmate, i cui effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro. L'utile operativo del settore è stato penalizzato anche dalla riduzione del risultato dell'attività commerciale in Italia per effetto dei minori margini e della dismissione della Italiana Petroli (IP) effettuata nel settembre 2005. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dell'utile operativo delle attività commerciali nel resto d'Europa e dalla riduzione degli *special item*;

- **Petrochimica** (-102 milioni di euro; -69,9%) a causa essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti in relazione all'aumento del costo della carica petrolifera non interamente trasferito sui prezzi di vendita, nonché dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla raffineria Erg di Priolo a fine aprile 2006.

## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi della gestione caratteristica

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
6.058	<b>6.562</b>	504	8,3	Exploration & Production	16.112	<b>21.021</b>	4.909	30,5
4.388	<b>5.265</b>	877	20,0	Gas & Power	15.550	<b>20.198</b>	4.648	29,9
9.430	<b>10.185</b>	755	8,0	Refining & Marketing	24.177	<b>29.631</b>	5.454	22,6
1.599	<b>1.743</b>	144	9,0	Petrolchimica	4.598	<b>5.083</b>	485	10,5
1.568	<b>1.930</b>	362	23,1	Ingegneria e Costruzioni	3.924	<b>5.010</b>	1.086	27,7
45	<b>197</b>	152	337,8	Altre attività	641	<b>662</b>	21	3,3
533	<b>224</b>	(309)	(58,0)	Corporate e società finanziarie	967	<b>829</b>	(138)	(14,3)
(5.500)	<b>(5.740)</b>	(240)	(4,4)	Elisioni di consolidamento	(13.747)	<b>(17.745)</b>	(3.998)	(29,1)
<b>18.121</b>	<b>20.366</b>	<b>2.245</b>	<b>12,4</b>		<b>52.222</b>	<b>64.689</b>	<b>12.467</b>	<b>23,9</b>

#### Terzo trimestre

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel terzo trimestre 2006 (20.366 milioni di euro) sono aumentati di 2.245 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005, pari al 12,4%, per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi dei prodotti registrato nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+4,4%).

#### Primi nove mesi

I ricavi nei primi nove mesi del 2006 (64.689 milioni di euro) sono aumentati di 12.467 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+23,9%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti in euro nei principali settori di attività, nonché della crescita dei volumi venduti di idrocarburi di produzione, di gas naturale e dei livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni.

I ricavi del settore Exploration & Production (21.021 milioni di euro) sono aumentati di 4.909 milioni di euro (+30,5%) per effetto essenzialmente dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +28,8%; gas naturale +20,6%), della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+11,9 milioni di boe, pari al 2,6%), nonché dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro (-1,6%).

I ricavi del settore Gas & Power (20.198 milioni di euro) sono aumentati di 4.648 milioni di euro (+29,9%) per effetto essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo del

gas naturale, in relazione in particolare all'andamento dei parametri energetici di riferimento; (ii) della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,64 miliardi di metri cubi, pari al 6,3%) e della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 12,3%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (29.631 milioni di euro) sono aumentati di 5.454 milioni di euro (+22,6%) per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi.

I ricavi del settore Petrolchimica (5.083 milioni di euro) sono aumentati di 485 milioni di euro (+10,5%) per effetto essenzialmente dell'incremento di circa il 13% dei prezzi medi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (5.010 milioni di euro) sono aumentati di 1.086 milioni di euro (+27,7%) per effetto della crescita dei livelli di attività nei *business Offshore* e *Onshore*, nonché del maggior tasso di utilizzo dei mezzi e delle maggiori tariffe nel *business Perforazioni Mare*.



## Ricavi per area geografica

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
<b>7.641</b>	<b>8.059</b>	<b>418</b>	<b>5,5</b>	<b>Italia</b>	<b>23.126</b>	<b>26.988</b>	<b>3.862</b>	<b>16,7</b>
4.119	4.512	393	9,5	Resto dell'Unione Europea	12.740	15.820	3.080	24,2
2.390	2.840	450	18,8	Resto dell'Europa	5.036	6.882	1.846	36,7
1.171	1.525	354	30,2	Africa	3.808	5.175	1.367	35,9
1.765	1.596	(169)	(9,6)	Americhe	4.254	4.600	346	8,1
1.005	1.612	607	60,4	Asia	3.049	4.555	1.506	49,4
30	222	192	640,0	Altre aree	209	669	460	220,1
<b>10.480</b>	<b>12.307</b>	<b>1.827</b>	<b>17,4</b>	<b>Totale estero</b>	<b>29.096</b>	<b>37.701</b>	<b>8.605</b>	<b>29,6</b>
<b>18.121</b>	<b>20.366</b>	<b>2.245</b>	<b>12,4</b>		<b>52.222</b>	<b>64.689</b>	<b>12.467</b>	<b>23,9</b>

## Costi operativi

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
11.736	13.210	1.474	12,6	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.729	42.593	8.864	26,3
	24			<i>di cui oneri non ricorrenti</i>		24		
871	937	66	7,6	Costo lavoro	2.505	2.673	168	6,7
<b>12.607</b>	<b>14.147</b>	<b>1.540</b>	<b>12,2</b>		<b>36.234</b>	<b>45.266</b>	<b>9.032</b>	<b>24,9</b>

I **costi operativi** sostenuti nei primi nove mesi del 2006 (45.266 milioni di euro) aumentano di 9.032 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005, pari al 24,9%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; sui costi di approvvigionamento del gas hanno inciso i maggiori oneri connessi all'emergenza climatica della stagione invernale 2006; (ii) dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; (iii) dei maggiori costi operativi e *royalty* nel settore Exploration & Production; in particolare l'aumento dei costi operativi è dovuto alla crescente incidenza dei progetti di sviluppo in ambienti estremi e a fenomeni inflattivi; (iv) dei maggiori costi di manutenzione delle raffinerie. Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dalla diminuzione degli accantonamenti ai fondi rischi e spese future (289 milioni di euro nei primi nove

mesi del 2006, 831 milioni di euro nei primi nove mesi del 2005), connessa in particolare ai minori oneri di natura ambientale della Syndial e nel settore Refining & Marketing e a minori oneri assicurativi in relazione alla circostanza che nei primi nove mesi del 2005 vennero rilevati l'extrapremio e l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi attesi in futuro dalla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd per effetto dell'elevata sinistrosità verificatasi nel biennio 2004-2005.

Il **costo lavoro** (2.673 milioni di euro) è aumentato di 168 milioni di euro (+6,7%) per effetto essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia. Hanno contribuito all'incremento del costo lavoro la crescita occupazionale all'estero e l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

## Occupazione

	31.12.2005	30.09.2006	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.030	<b>8.082</b>	52	0,6
Gas & Power	12.324	<b>12.101</b>	(223)	(1,8)
Refining & Marketing	8.894	<b>9.585</b>	691	7,8
Petrolchimica	6.462	<b>6.418</b>	(44)	(0,7)
Ingegneria e Costruzioni	28.684	<b>30.374</b>	1.690	5,9
Altre attività	2.636	<b>2.462</b>	(174)	(6,6)
Corporate e società finanziarie	5.228	<b>4.580</b>	(648)	(12,4)
<b>Totale occupati a fine periodo</b>	<b>72.258</b>	<b>73.602</b>	<b>1.344</b>	<b>1,9</b>

L'occupazione al 30 settembre 2006 è di 73.602 unità con un aumento di 1.344 unità rispetto al 31 dicembre 2005 (+1,9%).

In Italia l'occupazione (40.270 unità) è aumentata di 78 unità per effetto essenzialmente del saldo positivo di 201 unità tra le assunzioni e le risoluzioni i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni connesse alle variazioni dell'area di consolidamento (complessivamente 104 uscite) relative: (i) al conferimento della Fiorentina Gas alla collegata Toscana Gas (Eni 48,7%);

(ii) alla cessione del ramo d'azienda per il trattamento acque di Ferrara; (iii) all'acquisizione delle società Siciliana Gas SpA e Siciliana Gas Vendite SpA. Nei primi nove mesi del 2006 sono state effettuate 1.637 assunzioni, di cui 1.107 a tempo indeterminato e 1.436 risoluzioni (di cui 992 a tempo indeterminato).

All'estero l'occupazione (33.332 unità) è aumentata di 1.266 unità per effetto essenzialmente dell'assunzione nel settore Saipem, in particolare in Kazakhstan, di personale con contratto a tempo determinato.

## Ammortamenti e svalutazioni

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
924	<b>1.108</b>	184	19,9	Exploration & Production	2.620	<b>3.228</b>	608	23,2
171	<b>181</b>	10	5,8	Gas & Power	515	<b>502</b>	(13)	(2,5)
107	<b>114</b>	7	6,5	Refining & Marketing	339	<b>333</b>	(6)	(1,8)
30	<b>30</b>	0	0,0	Petrolchimica	88	<b>91</b>	3	3,4
50	<b>52</b>	2	4,0	Ingegneria e Costruzioni	132	<b>139</b>	7	5,3
4	<b>1</b>	(3)	(75,0)	Altre attività	12	<b>4</b>	(8)	(66,7)
18	<b>12</b>	(6)	(33,3)	Corporate e società finanziarie	69	<b>49</b>	(20)	(29,0)
				Eliminazione utili interni		<b>(2)</b>	(2)	
<b>1.304</b>	<b>1.498</b>	<b>194</b>	<b>14,9</b>	<b>Totale ammortamenti</b>	<b>3.775</b>	<b>4.344</b>	<b>569</b>	<b>15,1</b>
<b>103</b>	<b>2</b>	<b>(101)</b>	<b>(98,1)</b>	<b>Svalutazioni</b>	<b>262</b>	<b>190</b>	<b>(72)</b>	<b>(27,5)</b>
<b>1.407</b>	<b>1.500</b>	<b>93</b>	<b>6,6</b>		<b>4.037</b>	<b>4.534</b>	<b>497</b>	<b>12,3</b>

Gli **ammortamenti** (4.344 milioni di euro) sono aumentati di 569 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+15,1%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (608 milioni di euro), in relazione al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, all'aumento delle produzioni, nonché ai maggiori costi di ricerca esplorativa. Inoltre ha contribuito all'incremento l'impatto della conversione dei bilanci di imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Le svalutazioni rilevate nei primi nove mesi del 2006 (190 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente asset minerari nel settore Exploration & Production e attività immateriali nel settore Gas & Power.

### Proventi (oneri) finanziari netti

I **proventi finanziari netti** di 109 milioni di euro sono aumentati di 377 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 quando furono rilevati oneri finanziari netti di 268 milioni di euro. Il miglioramento riflette: (i) la variazione positiva della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati rilevata a conto economico anziché correlarla alle attività, passività e impegni cui si

riferisce perché i relativi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS; (ii) la riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori tassi d'interesse, in particolare sui finanziamenti in dollari (Libor +1,8 punti percentuali).

### Proventi netti su partecipazioni

	(milioni di euro)		
	Primi nove mesi		Var. ass.
	2005	2006	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	566	631	65
Dividendi	29	94	65
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	173	21	(152)
	<b>768</b>	<b>746</b>	<b>(22)</b>

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 746 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (689 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power e Refining & Marketing, in parte compensate dalla svalutazione di una collegata del settore Ingegneria e Costruzioni in relazione alla perdita attesa su una commessa per la realizzazione di un impianto "Gas to Liquids" in Nigeria (58 milioni di euro). Gli effetti della valutazione con il metodo del patrimonio netto includono la plusvalenza (73 milioni di euro in quota Eni) rilevata dalla Galp Energia SGPS SA sulla cessione di asset regolati a Rede Electrica Nacional; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (94 milioni di euro, di cui 57 milioni di euro relativi alla Nigeria LNG); (iii) le plusvalenze nette realizzate nella cessione di partecipazioni (21 milioni di euro).

La diminuzione dei proventi netti su partecipazioni di 22 milioni di euro è dovuta essenzialmente alle minori plusvalenze su cessione, in relazione in particolare alla circostanza che nei nove mesi del 2005 venne rilevata la plusvalenza sulla cessione della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei risultati delle partecipate Unión Fenosa Gas e Blue Stream Pipeline Co del settore Gas & Power, nonché dai maggiori dividendi distribuiti dalla Nigeria LNG.

### Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito** (8.100 milioni di euro) aumentano di 2.209 milioni di euro, pari al 37,5%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte di 3.294 milioni di euro. L'incremento di 4,3 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 45,6% al 49,9%) è connesso essenzialmente: (i) alla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità; (ii) all'incremento della fiscalità applicabile alle produzioni di idrocarburi del Mare del Nord (*supplemental tax rate*) deciso dal Governo del Regno Unito nel luglio con effetto retroattivo al 1° gennaio 2006, che ha riguardato sia le imposte correnti, sia l'adeguamento del fondo imposte differite (complessivamente 175 milioni di euro); (iii) alla rilevazione di oneri per la definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela che ha comportato anche l'adeguamento del fondo imposte differite (75 milioni di euro).

### Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (428 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (218 milioni di euro) e Saipem (206 milioni di euro, di cui 29 milioni di euro riferiti all'acquisto da parte di Saipem del 100% di Snamprogetti).

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché

consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (*ROACE*) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

### Stato patrimoniale riclassificato <sup>(1)</sup>

(milioni di euro)	31.12.2005	30.06.2006	30.09.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 30.06.2006
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	45.013	43.051	<b>43.408</b>	(1.605)	357
Altre immobilizzazioni		654	<b>656</b>	656	2
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.194	1.866	<b>1.962</b>	(232)	96
Attività immateriali	3.194	3.172	<b>3.285</b>	91	113
Partecipazioni	4.311	4.267	<b>4.234</b>	(77)	(33)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	775	626	<b>640</b>	(135)	14
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.196)	(916)	<b>(912)</b>	284	4
	<b>54.291</b>	<b>52.720</b>	<b>53.273</b>	<b>(1.018)</b>	<b>553</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	3.563	4.387	<b>4.440</b>	877	53
Crediti commerciali	14.101	13.359	<b>12.858</b>	(1.243)	(501)
Debiti commerciali	(8.170)	(8.747)	<b>(8.136)</b>	34	611
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.857)	(6.320)	<b>(6.867)</b>	(2.010)	(547)
Fondi per rischi e oneri	(7.679)	(7.640)	<b>(7.741)</b>	(62)	(101)
Altre attività (passività) d'esercizio <sup>(2)</sup>	(526)	(462)	<b>(553)</b>	(27)	(91)
	<b>(3.568)</b>	<b>(5.423)</b>	<b>(5.999)</b>	<b>(2.431)</b>	<b>(576)</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.040)	<b>(1.054)</b>	(23)	(14)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>49.692</b>	<b>46.257</b>	<b>46.220</b>	<b>(3.472)</b>	<b>(37)</b>
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	39.863	<b>42.370</b>	3.153	2.507
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.394	<b>3.850</b>	(6.625)	(2.544)
<b>Coperture</b>	<b>49.692</b>	<b>46.257</b>	<b>46.220</b>	<b>(3.472)</b>	<b>(37)</b>

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

(2) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 261 milioni di euro (492 e 215 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 giugno 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni di 550 milioni di euro (stesso ammontare al 30 giugno 2006, 453 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2005 (cambio EUR/USD 1,266 al 30 settembre contro 1,180 al 31 dicembre, +7,3%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2006 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 1.250 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 800 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 450 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 30 settembre 2006 ammonta a 46.220 milioni di euro con un decremento di 3.472 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005.

Il capitale immobilizzato (53.273 milioni di euro) diminuisce di 1.018 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 a seguito essenzialmente degli ammortamenti e delle svalutazioni di periodo (4.534 milioni di euro) e dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1.250 milioni di euro). Tali effetti

sono stati solo in parte compensati dagli investimenti tecnici effettuati nel periodo (4.889 milioni di euro).

Nella voce Altre immobilizzazioni del capitale immobilizzato sono comprese per un valore di libro di 831 milioni di dollari (pari a 656 milioni di euro al cambio EUR/USD al 30 settembre 2006) le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della *branch* venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006, la compagnia petrolifera di Stato venezuelana *Petróleos de Venezuela SA (PDVSA)* ha comunicato a Eni Dación BV la risoluzione unilaterale del predetto contratto di servizio. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Eni ha offerto la disponibilità a un accordo circa l'indennizzo dovuto a seguito della risoluzione unilaterale del contratto. In caso di insuccesso delle trattative Eni valuterà ogni azione da intraprendere a difesa dei propri interessi in Venezuela. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali Eni ritiene di avere diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA. Tale valore secondo le valutazioni interne della società e di esperti indipendenti risulta non inferiore al valore di libro delle

immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación che conseguentemente non sono state oggetto di svalutazione. Nell'esercizio 2005 e nel primo trimestre 2006, la produzione giornaliera del campo di Dación è stata di circa 60 mila barili. Al 31 dicembre 2005 le riserve certe di Dación iscritte a libro erano di 175 milioni di barili.

Il capitale di esercizio netto (-5.999 milioni di euro) diminuisce di 2.431 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto principalmente dell'incremento dei debiti tributari e fondo imposte netto (2.010 milioni di euro) in relazione allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e della circostanza che le accise sui prodotti petroliferi relative alla prima quindicina del mese di dicembre sono versate nello stesso mese rispetto al regime ordinario di versamento nel mese successivo. Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dall'incremento delle rimanenze per effetto dei fattori di stagionalità nella domanda di gas, nonché dall'impatto dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti sulla valutazione delle rimanenze al costo medio ponderato.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89,4% (90,9% al 31 dicembre 2005).

### **Return On Average Capital Employed (ROACE)**

Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti cor-

relati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

### **ROACE**

(milioni di euro)

Calcolato con riferimento ai periodi di dodici mesi chiusi il:

	30.09.2005	31.12.2005	30.09.2006
<b>Utile netto a valori correnti</b>	<b>8.630</b>	<b>8.488</b>	<b>10.021</b>
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	46	60	25
<b>Utile netto a valori correnti unlevered</b>	<b>8.676</b>	<b>8.548</b>	<b>10.046</b>
<b>Capitale investito netto</b>			
- a inizio periodo	45.879	45.983	<b>46.438</b>
- a fine periodo <sup>(1)</sup>	45.784	48.933	<b>45.909</b>
<b>Capitale investito netto medio</b>	<b>45.832</b>	<b>47.458</b>	<b>46.174</b>
<b>ROACE a valori correnti (%)</b>	<b>18,9</b>	<b>18,0</b>	<b>21,8</b>

(1) Capitale investito netto a valori correnti (con l'esclusione dell'utile di magazzino dopo le tasse, pari a 654 milioni di euro, 759 milioni di euro e 311 milioni di euro rispettivamente per i dodici mesi antecedenti il 30 settembre 2005, 31 dicembre 2005 e 30 settembre 2006).

**Indebitamento finanziario netto e Leverage**

Il *leverage* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti

di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(milioni di euro)	31.12.2005	30.06.2006	30.09.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 30.06.2006
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.560	11.006	(1.992)	(554)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.333)	(4.478)	(6.459)	(5.126)	(1.981)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(931)	(419)	(418)	513	1
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(259)	(269)	(279)	(20)	(10)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>10.475</b>	<b>6.394</b>	<b>3.850</b>	<b>(6.625)</b>	<b>(2.544)</b>
<b>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</b>	<b>39.217</b>	<b>39.863</b>	<b>42.370</b>	<b>3.153</b>	<b>2.507</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,27</b>	<b>0,16</b>	<b>0,09</b>	<b>(0,18)</b>	<b>(0,07)</b>

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 11.006 milioni di euro, di cui 3.637 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 411 milioni di euro) e 7.369 milioni di euro a lungo termine.

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2006 di 3.850 milioni di euro diminuisce di 6.625 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente dell'elevato flusso di cassa generato dalla gestione, su cui hanno inciso i fattori di stagionalità, gli incassi da dismissione, nonché l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro che hanno assorbito i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni, al pagamento del divi-

dendo 2005 e all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (1.136 milioni di euro), Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA (324 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2006 diminuisce di 2.544 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2006 (6.394 milioni di euro) per effetto essenzialmente dell'elevato flusso di cassa generato dalla gestione (4.555 milioni di euro) parzialmente assorbito dagli esborsi relativi agli investimenti di periodo (1.835 milioni di euro) e dall'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (158 milioni di euro).

Al 30 settembre 2006 il *leverage* è dello 0,09 rispetto allo 0,27 al 31 dicembre 2005.

**Patrimonio netto**

(milioni di euro)

<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2005</b>	<b>39.217</b>
Utile netto compresi gli interessi di terzi azionisti	8.125
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.400)
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(1.136)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	48
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(220)
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas/Saipem)	(214)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(797)
Altre variazioni	(253)
<b>Totale variazioni</b>	<b>3.153</b>
<b>Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 settembre 2006</b>	<b>42.370</b>

Il patrimonio netto al 30 settembre 2006 (42.370 milioni di euro) è aumentato di 3.153 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (8.125 milioni di euro) i cui effetti sono stati parzial-

mente assorbiti dal pagamento del dividendo 2005, dall'acquisto di azioni proprie e dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (797 milioni di euro).

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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 debi-

ti/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 di 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>(1)</sup>

Terzo trimestre			(milioni di euro)	Primi nove mesi		
2005	2006	Var. ass.		2005	2006	Var. ass.
<b>2.464</b>	<b>2.512</b>	<b>48</b>	<b>Utile prima degli interessi di terzi azionisti</b>	<b>7.040</b>	<b>8.125</b>	<b>1.085</b>
			<i>a rettifica:</i>			
1.979	<b>1.610</b>	(369)	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.467	<b>4.185</b>	(282)
(171)	5	176	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(190)	(55)	135
2.199	<b>2.538</b>	339	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	6.092	<b>8.121</b>	2.029
<b>6.471</b>	<b>6.665</b>	<b>194</b>	<b>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</b>	<b>17.409</b>	<b>20.376</b>	<b>2.967</b>
(1.107)	(1.181)	(74)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(747)	(177)	570
(1.113)	(929)	184	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(3.798)	(4.976)	(1.178)
<b>4.251</b>	<b>4.555</b>	<b>304</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>12.864</b>	<b>15.223</b>	<b>2.359</b>
(1.744)	(1.835)	(91)	Investimenti tecnici	(4.950)	(4.889)	61
(13)	(19)	(6)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(61)	(76)	(15)
229	23	(206)	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	502	127	(375)
62	(126)	(188)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	38	(46)	(84)
<b>2.785</b>	<b>2.598</b>	<b>(187)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>8.393</b>	<b>10.339</b>	<b>1.946</b>
(145)	(3)	142	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(60)	463	523
(1.461)	(378)	1.083	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(3.039)	(1.521)	1.518
(17)	(253)	(236)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(4.031)	(185)
35	17	(18)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	75	(124)	(199)
<b>1.197</b>	<b>1.981</b>	<b>784</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>1.523</b>	<b>5.126</b>	<b>3.603</b>

Terzo trimestre			(milioni di euro)	Primi nove mesi		
2005	2006	Var. ass.		2005	2006	Var. ass.
			<b>Variazione indebitamento finanziario netto</b>			
<b>2.785</b>	<b>2.598</b>	<b>(187)</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>8.393</b>	<b>10.339</b>	<b>1.946</b>
			Debiti e crediti finanziari società acquisite			
			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	21	1	(20)
289	199	(90)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(479)	316	795
(17)	(253)	(236)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(4.031)	(185)
<b>3.057</b>	<b>2.544</b>	<b>(513)</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>4.089</b>	<b>6.625</b>	<b>2.536</b>

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

Il flusso di cassa generato dalla gestione (15.223 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, gli incassi da dismissione (128 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 1 milione di euro), nonché l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 450 milioni di euro) hanno consentito di coprire i fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (4.965 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo 2005 (2.620 milioni di euro, di cui 2.400 milioni di euro da parte di Eni SpA riferiti al saldo del divi-

dendo 2005); (iii) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (1.136 milioni di euro), della Snam Rete Gas SpA e della Saipem SpA (324 milioni di euro).

Nel periodo 1° gennaio-30 settembre 2006 sono state acquistate 48,80 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 1.136 milioni di euro (in media 23,265 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 331 milioni di azioni proprie, pari all'8,26% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.407 milioni di euro (in media 16,352 euro per azione).

### Investimenti tecnici

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.228	1.152	(76)	(6,2)	Exploration & Production	3.448	3.266	(182)	(5,3)
220	311	91	41,4	Gas & Power	741	721	(20)	(2,7)
123	141	18	14,6	Refining & Marketing	339	373	34	10,0
27	18	(9)	(33,3)	Petrolchimica	79	52	(27)	(34,2)
98	179	81	82,7	Ingegneria e Costruzioni	235	403	168	71,5
18	20	2	11,1	Altre attività	26	34	8	30,8
30	14	(16)	(53,3)	Corporate e società finanziarie	82	40	(42)	(51,2)
<b>1.744</b>	<b>1.835</b>	<b>91</b>	<b>5,2</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>4.950</b>	<b>4.889</b>	<b>(61)</b>	<b>(1,2)</b>

Gli investimenti tecnici effettuati nei primi nove mesi del 2006 ammontano a 4.889 milioni di euro, di cui l'89% nei

settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

### Exploration & Production

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				<b>Investimenti tecnici</b>				
<b>100</b>	<b>10</b>	<b>(90)</b>	<b>(90,0)</b>	<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>	<b>267</b>	<b>13</b>	<b>(254)</b>	<b>(95,1)</b>
	<b>10</b>	10	..	Africa Settentrionale		<b>10</b>	10	..
52		(52)	..	Africa Occidentale	52		(52)	..
48		(48)	..	Resto del mondo	215	<b>3</b>	(212)	..
<b>149</b>	<b>263</b>	<b>114</b>	<b>76,5</b>	<b>Esplorazione</b>	<b>335</b>	<b>642</b>	<b>307</b>	<b>91,6</b>
9	<b>33</b>	24	..	Italia	20	<b>90</b>	70	..
39	<b>72</b>	33	84,6	Africa Settentrionale	68	<b>179</b>	111	..
10	<b>11</b>	1	10,0	Africa Occidentale	30	<b>105</b>	75	..
12	<b>56</b>	44	..	Mare del Nord	65	<b>99</b>	34	52,3
79	<b>91</b>	12	15,2	Resto del mondo	152	<b>169</b>	17	11,2
<b>972</b>	<b>862</b>	<b>(110)</b>	<b>(11,3)</b>	<b>Sviluppo</b>	<b>2.815</b>	<b>2.573</b>	<b>(242)</b>	<b>(8,6)</b>
108	<b>96</b>	(12)	(11,1)	Italia	270	<b>270</b>	0	..
262	<b>189</b>	(73)	(27,9)	Africa Settentrionale	732	<b>492</b>	(240)	(32,8)
179	<b>197</b>	18	10,1	Africa Occidentale	635	<b>570</b>	(65)	(10,2)
110	<b>98</b>	(12)	(10,9)	Mare del Nord	298	<b>285</b>	(13)	(4,4)
313	<b>282</b>	(31)	(9,9)	Resto del mondo	880	<b>956</b>	76	8,6
<b>7</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	..	<b>Altro</b>	<b>31</b>	<b>38</b>	<b>7</b>	..
<b>1.228</b>	<b>1.152</b>	<b>(76)</b>	<b>(6,2)</b>		<b>3.448</b>	<b>3.266</b>	<b>(182)</b>	<b>(5,3)</b>



Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (3.266 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per l'86% le attività all'estero, in particolare Egitto, Nigeria, Stati Uniti e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzial-

mente le aree della Sicilia *offshore*, della Pianura Padana e dell'Adriatico. Nei primi nove mesi del 2006 gli investimenti tecnici diminuiscono di 182 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (-5,3%) per effetto del completamento di importanti progetti in Libia (Bahr Essalam) e Angola (Blocco 15 e Benguela/Belize/Lobito/Tomboco), per ritardi di alcuni progetti in Italia e all'estero, nonché per l'acquisto dell'ulteriore quota dell'1,85% del giacimento Kashagan avvenuto nel primo semestre 2005 (169 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita della ricerca esplorativa essenzialmente in Egitto e Nigeria.

## Gas & Power

Terzo trimestre				(milioni di euro)				Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %			2005	2006	Var. ass.	Var. %		
<b>Investimenti tecnici</b>											
211	269	58	27,5	Italia		700	617	(83)	(11,9)		
9	42	33	..	Estero		41	104	63	..		
<b>220</b>	<b>311</b>	<b>91</b>	<b>41,4</b>			<b>741</b>	<b>721</b>	<b>(20)</b>	<b>(2,7)</b>		
<b>Mercato</b>											
<b>9</b>	<b>28</b>	<b>19</b>	<b>..</b>	Italia		<b>21</b>	<b>41</b>	<b>20</b>	<b>95,2</b>		
				Estero		2		(2)	..		
9	28	19	..	Estero		19	41	22	..		
<b>43</b>	<b>37</b>	<b>(6)</b>	<b>(14,0)</b>	<b>Distribuzione</b>		<b>102</b>	<b>104</b>	<b>2</b>	<b>2,0</b>		
<b>122</b>	<b>185</b>	<b>63</b>	<b>51,6</b>	<b>Trasporto</b>		<b>448</b>	<b>437</b>	<b>(11)</b>	<b>(2,5)</b>		
122	171	49	40,2	Italia		426	374	(52)	(12,2)		
	14	14	..	Estero		22	63	41	..		
<b>46</b>	<b>61</b>	<b>15</b>	<b>32,6</b>	<b>Generazione elettrica</b>		<b>170</b>	<b>139</b>	<b>(31)</b>	<b>(18,2)</b>		
<b>220</b>	<b>311</b>	<b>91</b>	<b>41,4</b>			<b>741</b>	<b>721</b>	<b>(20)</b>	<b>(2,7)</b>		

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (721 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (374 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (104 milioni di euro); (iii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a

ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (139 milioni di euro), in particolare presso i siti di Ferrara e Brindisi. Nei primi nove mesi del 2006 gli investimenti tecnici diminuiscono di 20 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2005 (-2,7%) per effetto essenzialmente della finalizzazione del programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

## Refining &amp; Marketing

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				<b>Investimenti tecnici</b>				
108	109	1	0,9	Italia	302	306	4	1,3
15	32	17	..	Estero	37	67	30	81,1
<b>123</b>	<b>141</b>	<b>18</b>	<b>14,6</b>		<b>339</b>	<b>373</b>	<b>34</b>	<b>10,0</b>
				<b>Raffinazione e Logistica</b>				
79	75	(4)	(5,1)	Italia	195	237	42	21,5
79	75	(4)	(5,1)	Italia	195	237	42	21,5
<b>44</b>	<b>66</b>	<b>22</b>	<b>50,0</b>	<b>Marketing</b>	<b>111</b>	<b>133</b>	<b>22</b>	<b>19,8</b>
29	34	5	17,2	Italia	74	66	(8)	(10,8)
15	32	17	..	Estero	37	67	30	81,1
				<b>Altre attività</b>	<b>33</b>	<b>3</b>	<b>(30)</b>	<b>(90,9)</b>
<b>123</b>	<b>141</b>	<b>18</b>	<b>14,6</b>		<b>339</b>	<b>373</b>	<b>34</b>	<b>10,0</b>

Gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (373 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e di logistica in Italia (237 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* e una di *deasphalting* presso la raffineria di Sannazzaro; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (67 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (66 milioni di euro).

Gli investimenti del settore Ingegneria e Costruzioni (403 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di conversione della nave cisterna Margaux in unità FPSO<sup>1</sup> che opererà in Brasile sul campo di Golfinho 2; (ii) gli interventi di mantenimento e *upgrading* del parco mezzi; (iii) l'avvio delle attività di fabbricazione e di installazione delle *facility* per la fase *offshore* del progetto Kashagan in Kazakhstan.

Gli investimenti del settore Petrolchimica (52 milioni di euro) hanno riguardato principalmente interventi di mantenimento di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza.

(1) *Floating Production Storage Offloading*: sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo degli idrocarburi.

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni sull'andamento nel 2006 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività di Eni sono le seguenti:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** in crescita rispetto al 2005 (1,74 milioni di boe/giorno). L'aumento della produzione sarà realizzato all'estero, essenzialmente in Libia, Angola ed Egitto per effetto dell'entrata a regime della produzione dei giacimenti avviati nel 2005 e degli avvisi effettuati nel 2006. Il risultato produttivo dell'anno risentirà della perdita della produzione del giacimento venezuelano di Dación, delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali, nonché del declino naturale dei giacimenti maturi in particolare in Italia. A fronte degli eventi non prevedibili in Nigeria e Venezuela, il tasso di incremento annuo della produzione si collocherà a circa il 3% assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent per il 2006 di circa 55 dollari/barile;
- **volumi venduti di gas naturale in Europa:** in aumento di oltre il 6% (94 miliardi di metri cubi nel 2005) per effetto dell'incremento atteso nei mercati del resto d'Europa, in particolare, Penisola Iberica, Germania e Austria, Turchia e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in aumento di oltre il 9% (22,77 terawattora nel 2005) per effetto dell'entrata a regime di nuovi gruppi di potenza le cui maggiori produzioni saranno parzialmente assorbite dagli effetti della maggiore attività di manutenzione;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione per effetto essenzialmente della maggiore attività di manutenzione. È previsto il pieno impiego della capacità bilanciata;
- **vendite di prodotti petroliferi:** in Italia le vendite sulla rete a marchio Agip sono previste in lieve flessione. Nel resto d'Europa prosegue il trend di crescita dei volumi: in particolare sono previste maggiori vendite in Germania, Spagna, Austria e Francia, anche per effetto della realizzazione/acquisto di stazioni di servizio.

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di 8,7 miliardi di euro in crescita del 17% rispetto al 2005, di cui circa il 90% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. I principali aumenti sono attesi nella ricerca esplorativa e nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nella raffinazione e nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e di trasporto del gas naturale. È previsto in aumento anche il settore Ingegneria e Costruzioni (+84,5%) per effetto della realizzazione di una nuova unità FPSO e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche. La riduzione rispetto alla previsione indicata nella seconda trimestrale 2006 (9,1 miliardi di euro) riflette i minori investimenti attesi nei settori: (i) Exploration & Production a causa dello slittamento di alcuni progetti di sviluppo; (ii) Refining & Marketing per i ritardi di spesa dei progetti nella raffinazione.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2006 è atteso in aumento rispetto al 30 settembre per effetto essenzialmente del fabbisogno finanziario previsto per gli investimenti tecnici (circa 3,8 miliardi di euro), del pagamento dell'acconto sul dividendo 2006 di 0,60 euro per azione (2,2 miliardi di euro), nonché della prosecuzione del programma di acquisto di azioni proprie. Il management Eni prevede che a fine esercizio il *leverage* si attesti intorno allo 0,2.

# Andamento dei principali settori di attività

## EXPLORATION & PRODUCTION

Terzo trimestre				Primi nove mesi				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				<b>Risultati</b>	(milioni di euro)			
6.058	<b>6.562</b>	504	8,3	Ricavi	16.112	<b>21.021</b>	4.909	30,5
3.682	<b>4.041</b>	359	9,8	Utile operativo	9.031	<b>12.439</b>	3.408	37,7
				Esclusione (utile) perdita di magazzino				
<b>3.682</b>	<b>4.041</b>	<b>359</b>	<b>9,8</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>9.031</b>	<b>12.439</b>	<b>3.408</b>	<b>37,7</b>
132	<b>54</b>	(78)		Esclusione special item:	291	<b>129</b>	(162)	
132	<b>48</b>	(84)		- svalutazioni	290	<b>180</b>	(110)	
	<b>3</b>	3		- plusvalenze nette su cessione di asset		<b>(54)</b>	(54)	
	<b>3</b>	3		- oneri per esodi agevolati	1	<b>3</b>	2	
<b>3.814</b>	<b>4.095</b>	<b>281</b>	<b>7,4</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>9.322</b>	<b>12.568</b>	<b>3.246</b>	<b>34,8</b>
				<b>I risultati includono:</b>				
1.013	<b>1.106</b>	93	9,2	Ammortamenti e svalutazioni	2.836	<b>3.358</b>	522	18,4
126	<b>255</b>	129	102,4	- di cui costi di ricerca esplorativa	344	<b>656</b>	312	90,7

				<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
55,96	<b>65,20</b>	9,24	16,5	Petrolio <sup>(1)</sup>	(\$/bbl) 47,98	<b>61,81</b>	13,83	28,8
161,21	<b>192,14</b>	30,93	19,2	Gas naturale	(\$/kmc) 154,32	<b>186,17</b>	31,85	20,6
<b>45,72</b>	<b>52,21</b>	<b>6,49</b>	<b>14,2</b>	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe) <b>40,17</b>	<b>50,00</b>	<b>9,83</b>	<b>24,5</b>

				<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
61,54	<b>69,49</b>	7,95	12,9	Brent dated	(\$/bbl) 53,54	<b>66,96</b>	13,42	25,1
50,44	<b>54,55</b>	4,11	8,1	Brent dated	(€/bbl) 42,36	<b>53,82</b>	11,46	27,1
63,05	<b>70,38</b>	7,33	11,6	West Texas Intermediate	(\$/bbl) 55,26	<b>68,02</b>	12,76	23,1
340,79	<b>214,36</b>	(126,43)	(37,1)	Gas Henry Hub	(\$/kmc) 270,87	<b>239,08</b>	(31,78)	(11,7)

(1) Include i condensati.

## Risultati

### Terzo trimestre

L'utile operativo del terzo trimestre di 4.041 milioni di euro aumenta di 359 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+9,8%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +16,5%; gas naturale +19,2%) parzialmente assorbito: (i) dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti connessi in particolare al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché a fenomeni inflattivi; (ii) dai maggiori costi di ricerca esplorativa (129 milioni di euro; 134 a cambi costanti); (iii) dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 190 milioni di euro), riferito in parte alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Gli *special item* del terzo trimestre (54 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

### Primi nove mesi

L'utile operativo dei primi nove mesi di 12.439 milioni di euro aumenta di 3.408 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+37,7%) per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +28,8%; gas naturale +20,6%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+11,9 milioni di boe, pari al 2,6%); (iii) dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 180 milioni di euro), riferito in parte alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Questi fattori positivi sono stati parzial-

mente assorbiti: (i) dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti connessi in particolare al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché da fenomeni inflattivi; (ii) dai maggiori costi di ricerca esplorativa.

Gli *special item* dei primi nove mesi, rappresentati da oneri netti di 129 milioni di euro, si riferiscono a svalutazioni di attività minerarie in parte assorbite da plusvalenze conseguite nella vendita di *asset* minerari.

## Produzioni

Terzo trimestre				Primi nove mesi				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
<b>1.715</b>	<b>1.709</b>	<b>(6)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>Produzione giornaliera di idrocarburi</b> <sup>(1)</sup> (migliaia di boe)	<b>1.714</b>	<b>1.761</b>	<b>47</b>	<b>2,7</b>
256	235	(21)	(8,2)	Italia	263	239	(24)	(9,1)
502	554	52	10,4	Africa Settentrionale	467	550	83	17,8
347	365	18	5,2	Africa Occidentale	333	372	39	11,7
265	254	(11)	(4,2)	Mare del Nord	280	279	(1)	(0,4)
345	301	(44)	(12,8)	Resto del mondo	371	321	(50)	(13,5)
<b>152,5</b>	<b>152,3</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(1)</sup> (milioni di boe)	<b>453,9</b>	<b>465,9</b>	<b>12,0</b>	<b>2,6</b>
<b>1.106</b>	<b>1.041</b>	<b>(65)</b>	<b>(5,9)</b>	<b>Produzione giornaliera di petrolio e condensati</b> <sup>(1)</sup> (migliaia di barili)	<b>1.104</b>	<b>1.080</b>	<b>(24)</b>	<b>(2,2)</b>
84	77	(7)	(8,3)	Italia	87	79	(8)	(9,2)
318	330	12	3,8	Africa Settentrionale	306	327	21	6,9
317	315	(2)	(0,6)	Africa Occidentale	301	325	24	8,0
171	164	(7)	(4,1)	Mare del Nord	180	177	(3)	(1,7)
216	155	(61)	(28,2)	Resto del mondo	230	172	(58)	(25,2)
<b>99</b>	<b>109</b>	<b>10</b>	<b>10,1</b>	<b>Produzione giornaliera di gas naturale</b> <sup>(1)</sup> (milioni di metri cubi)	<b>99</b>	<b>111</b>	<b>12</b>	<b>12,1</b>
28	26	(2)	(7,1)	Italia	29	26	(3)	(10,3)
30	36	6	20,0	Africa Settentrionale	26	36	10	38,5
5	8	3	60,0	Africa Occidentale	5	8	3	60,0
15	15		..	Mare del Nord	16	17	1	6,3
21	24	3	14,3	Resto del mondo	23	24	1	4,3

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

### Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.709 mila boe risulta sostanzialmente in linea rispetto al terzo trimestre 2005 (-0,3%). La produzione aumenta del 4,2% escludendo gli impatti della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato *Petróleos de Venezuela SA (PDVSA)* del contratto relativo alle attività minerarie di *Dación* con effetto dal 1° aprile 2006 (-62 mila boe/giorno) e della minore attribuzione di produzione (-16 mila boe/giorno) nei

*Production Sharing Agreement (PSA)*<sup>2</sup> e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. In particolare la crescita è dovuta essenzialmente all'avvio/entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Australia, Egitto e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Angola e in Libia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali.

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

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.041 mila barili) aumenta essenzialmente in: (i) Libia per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Bahr Essalam (Eni 50%) ed el Feel (Eni 23,3%); (ii) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti della fase B del progetto di sviluppo Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%) e dell'avvio dei giacimenti Benguela/Belize/Lobito/Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%) e (iii) Stati Uniti, per effetto del quasi completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani verificatisi nel terzo e nel quarto trimestre 2005. Le diminuzioni hanno riguardato il Venezuela e la Nigeria, nonché il Regno Unito e l'Italia a seguito del declino produttivo dei giacimenti maturi.

La produzione giornaliera di gas naturale (109 milioni di metri cubi) è aumentata essenzialmente in Libia – entrata a regime di Bahr Essalam –, Nigeria – *start-up* treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny –, Australia – *start-up* fase gas di Bayu Undan –, Egitto – entrata a regime di Barboni, aumento numero pozzi produttivi a el Temsah e crescita delle forniture all'impianto GNL di Damietta – e Croazia – *start-up* dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K (Eni 50%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in particolare in Italia a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi.

#### Primi nove mesi

Nei primi nove mesi del 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.761 mila barili di petrolio equivalente (boe) aumenta del 2,7% rispetto ai primi nove mesi del 2005 (+47 mila boe). Tale incremento raggiunge il 6,7% escludendo gli impatti della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato Petrôleos de Venezuela SA (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto dal 1° aprile 2006 (-40 mila boe/giorno) e della minore attribuzione di produzione (-27 mila boe/giorno) nei PSA e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. In particolare la crescita per linee interne è dovuta essenzialmente all'avvio/entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Australia, Nigeria, Egitto e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Angola e in Libia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'86% (85% nei primi nove mesi del 2005).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.080 mila barili) aumenta in particolare in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Kissanje e Dikanza, nell'ambito della fase B del progetto di sviluppo Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%), e North Sanha/Bomboco nel Blocco 0 (Eni 9,8%), nonché dell'avvio dei giacimenti del progetto integrato Benguela/Belize/Lobito/Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%); (ii) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento *offshore* Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%) e del giacimento el Feel (Eni 23,3%). Le diminuzioni hanno riguardato: (i) il Venezuela, a seguito della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato Petrôleos de Venezuela SA (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto dal 1° aprile 2006; (ii) la Nigeria, a seguito delle fermate di impianti per effetto delle tensioni locali, il cui impatto è stato parzialmente compensato dall'entrata a regime del giacimento Bonga nel permesso OML 118 (Eni 12,5%); (iii) l'Italia, a seguito dei problemi tecnici verificatisi all'*FPSO* del giacimento Aquila.

La produzione giornaliera di gas naturale (111 milioni di metri cubi) è aumentata essenzialmente in: (i) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bahr Essalam (Eni 50%); (ii) Egitto, per effetto dell'entrata del giacimento Barboni e dell'aumento del numero dei pozzi produttivi di el Temsah nell'*offshore* del Delta del Nilo, nonché della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40%); (iii) Nigeria, per effetto della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) in relazione all'avvio dei treni di trattamento 4 e 5; (iv) Australia, a seguito dell'avvio delle forniture all'impianto di liquefazione di Darwin collegato al giacimento a liquidi e gas Bayu Undan (Eni 12,04%); (v) Croazia, a seguito dell'avvio dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K (Eni 50%) nell'*offshore* adriatico. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 465,9 milioni di boe. La differenza rispetto alla produzione di 14,9 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (13,7 milioni di boe).

## GAS &amp; POWER

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
<b>Risultati</b>								
4.388	<b>5.265</b>	877	20,0	Ricavi	15.550	<b>20.198</b>	4.648	29,9
525	<b>592</b>	67	12,8	Utile operativo	2.680	<b>2.499</b>	(181)	(6,8)
(65)	<b>(6)</b>	59		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(95)	<b>(26)</b>	69	
<b>460</b>	<b>586</b>	<b>126</b>	<b>27,4</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>2.585</b>	<b>2.473</b>	<b>(112)</b>	<b>(4,3)</b>
8	<b>33</b>	25		Esclusione <i>special item</i>	56	<b>140</b>	84	
<i>di cui:</i>								
	<b>24</b>	24		Oneri (proventi) non ricorrenti		<b>24</b>	24	
8	<b>9</b>	1		Altri <i>special item</i>	56	<b>116</b>	60	
<i>- svalutazioni</i>								
6	<b>3</b>	(3)		<i>- oneri ambientali</i>	28	<b>42</b>	14	
2	<b>5</b>	3		<i>- oneri per esodi agevolati</i>	5	<b>22</b>	17	
	<b>1</b>	1		<i>- altro</i>	23	<b>1</b>	(22)	
<b>468</b>	<b>619</b>	<b>151</b>	<b>32,3</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>2.641</b>	<b>2.613</b>	<b>(28)</b>	<b>(1,1)</b>
<b>468</b>	<b>619</b>	<b>151</b>	<b>32,3</b>	<b>Utile operativo adjusted per attività</b>	<b>2.641</b>	<b>2.613</b>	<b>(28)</b>	<b>(1,1)</b>
(15)	<b>186</b>	201	..	Mercato e distribuzione	1.261	<b>1.230</b>	(31)	(2,5)
293	<b>230</b>	(63)	(21,5)	Trasporto Italia	908	<b>801</b>	(107)	(11,8)
119	<b>140</b>	21	17,6	Trasporto estero	339	<b>435</b>	96	28,3
71	<b>63</b>	(8)	(11,3)	Generazione elettrica	133	<b>147</b>	14	10,5

## Risultati

## Terzo trimestre

L'utile operativo a valori correnti del terzo trimestre di 586 milioni di euro aumenta di 126 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+27,4%) per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori margini di vendita del gas naturale per effetto della circostanza che nel terzo trimestre 2005, a seguito degli sviluppi registrati allora nel contenzioso con l'Autorità, venne rilevato l'intero impatto della delibera n. 248/2004<sup>3</sup> dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas relativo ai primi nove mesi del 2005, nonché dell'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti; (ii) della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+1,04 miliardi di metri cubi, pari al 6,7%) inclusi gli autoconsumi, nonché dei volumi del trasporto estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del regime tariffario determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo *reported* di 62 milioni di euro con una riduzione di 9 milioni di euro, pari al 12,7%, dovuto essenzialmente alla flessione del margine di vendita dell'energia elettrica connesso al diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione del prezzo di vendita e del costo dei combustibili solo in parte compensata dalla crescita della produzione venduta di energia elettrica (+0,18 terawattora, pari al 2,9%).

Gli *special item* del terzo trimestre (33 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti netti, nonché oneri per incentivazione esodi e accantonamenti di natura ambientale.

## Primi nove mesi

L'utile operativo a valori correnti dei primi nove mesi di 2.473 milioni di euro diminuisce di 112 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (-4,3%) a causa essenzialmente: (i) dei minori margini di vendita del gas naturale per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento in relazione all'emergenza climatica della stagione invernale 2006 e dell'impatto del regime tariffario

(3) Per informazioni sulla delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas v. Relazione semestrale al 30 giugno 2006 - Informazioni sulla gestione - Gas & Power - Regolamentazione.

## Vendite

Terzo trimestre				Primi nove mesi				
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %	
<b>Vendite di gas naturale</b> (miliardi di metri cubi)								
<b>9,52</b>	<b>9,39</b>	<b>(0,13)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>36,80</b>	<b>36,85</b>	<b>0,05</b>	<b>0,1</b>	
<b>Italia a terzi</b> <sup>(1)</sup>								
1,14	<b>1,36</b>	0,22	19,3	Grossisti (aziende di vendita)	8,05	<b>8,09</b>	0,04	0,5
0,32	<b>0,31</b>	(0,01)	(3,1)	Gas release	1,39	<b>1,44</b>	0,05	3,6
8,06	<b>7,72</b>	(0,34)	(4,2)	Clienti finali	27,36	<b>27,32</b>	(0,04)	(0,1)
3,11	<b>2,74</b>	(0,37)	(11,9)	Industriali	9,34	<b>9,83</b>	0,49	5,2
4,50	<b>4,47</b>	(0,03)	(0,7)	Termoelettrici	12,90	<b>12,37</b>	(0,53)	(4,1)
0,45	<b>0,51</b>	0,06	13,3	Residenziali	5,12	<b>5,12</b>		..
<b>1,48</b>	<b>1,50</b>	<b>0,02</b>	<b>1,4</b>	Autoconsumi <sup>(1)</sup>	<b>4,07</b>	<b>4,58</b>	<b>0,51</b>	<b>12,5</b>
<b>4,04</b>	<b>5,31</b>	<b>1,27</b>	<b>31,4</b>	Resto d'Europa <sup>(1)</sup>	<b>16,40</b>	<b>19,79</b>	<b>3,39</b>	<b>20,7</b>
<b>0,39</b>	<b>0,27</b>	<b>(0,12)</b>	<b>(30,8)</b>	Extra Europa	<b>0,95</b>	<b>0,64</b>	<b>(0,31)</b>	<b>(32,6)</b>
<b>15,43</b>	<b>16,47</b>	<b>1,04</b>	<b>6,7</b>	<b>Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate</b>	<b>58,22</b>	<b>61,86</b>	<b>3,64</b>	<b>6,3</b>
<b>Vendite di gas naturale delle società collegate</b> (quota Eni)								
<b>1,23</b>	<b>1,62</b>	<b>0,39</b>	<b>31,7</b>	Italia <sup>(1)</sup>	<b>5,03</b>	<b>5,68</b>	<b>0,65</b>	<b>12,9</b>
				Resto d'Europa <sup>(1)</sup>	0,04	<b>0,01</b>	(0,03)	(75,0)
1,07	<b>1,34</b>	0,27	25,2	Extra Europa	4,54	<b>5,05</b>	0,51	11,2
0,16	<b>0,28</b>	0,12	75,0	Totale vendite e autoconsumi gas naturale (miliardi di metri cubi)	0,45	<b>0,62</b>	0,17	37,8
<b>16,66</b>	<b>18,09</b>	<b>1,43</b>	<b>8,6</b>	<b>Trasporto di gas naturale in Italia</b> (miliardi di metri cubi)	<b>63,25</b>	<b>67,54</b>	<b>4,29</b>	<b>6,8</b>
<b>18,26</b>	<b>19,02</b>	<b>0,76</b>	<b>4,2</b>	Per conto Eni	<b>63,05</b>	<b>65,54</b>	<b>2,49</b>	<b>3,9</b>
11,67	<b>12,09</b>	0,42	3,6	Per conto terzi	40,13	<b>42,12</b>	1,99	5,0
6,59	<b>6,93</b>	0,34	5,2	<b>Produzione venduta di energia elettrica</b> (terawattora)	22,92	<b>23,42</b>	0,50	2,2
<b>6,15</b>	<b>6,33</b>	<b>0,18</b>	<b>2,9</b>	<b>Vendite di gas naturale in Europa</b> (miliardi di metri cubi)	<b>16,70</b>	<b>18,75</b>	<b>2,05</b>	<b>12,3</b>
<b>17,58</b>	<b>18,91</b>	<b>1,33</b>	<b>7,6</b>	G&P in Europa <sup>(1)</sup>	<b>66,29</b>	<b>70,41</b>	<b>4,12</b>	<b>6,2</b>
16,11	<b>17,54</b>	1,43	8,9	Upstream in Europa	61,85	<b>66,28</b>	4,43	7,2
1,47	<b>1,37</b>	(0,10)	(6,8)		4,44	<b>4,13</b>	(0,31)	(7,0)

della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, parzialmente assorbiti dall'andamento favorevole dei parametri energetici in particolare nel settore termoelettrico; (ii) delle minori tariffe di trasporto in Italia connesse essenzialmente all'impatto del sistema tariffario determinato dalla delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iii) dei maggiori *special item*. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,64 miliardi di metri cubi, pari al 6,3%) inclusi gli autoconsumi; (ii) dall'aumento del risultato operativo dell'attività di trasporto estero connesso essenzialmente ai maggiori volumi trasportati in particolare per l'entrata a regime del gasdotto libico GreenStream.

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo di 146 milioni di euro con un aumento di 20 milioni di euro, pari al 15,9% dovuto essenzialmente alla crescita della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 12,3%).

Gli *special item* dei primi nove mesi (140 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività immateriali, accantonamenti di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi, nonché oneri non ricorrenti netti (24 milioni di euro).

**Terzo trimestre**

Nel terzo trimestre 2006, le vendite di gas naturale (18,09 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 1,43 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2005, pari all'8,6%, in particolare per effetto della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+1,54 miliardi di metri cubi, pari al 30,1%) solo parzialmente assorbita dalla flessione delle vendite in Italia a terzi (-0,13 miliardi di metri cubi, pari all'1,4%).

La riduzione delle vendite in Italia riflette essenzialmente le minori forniture al settore industriale (-0,37 miliardi di metri cubi), parzialmente compensate dagli incrementi nei settori grossisti (+0,22 miliardi di metri cubi) e civile/residenziale (+0,06 miliardi di metri cubi).



Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (5,31 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,27 miliardi di metri cubi, pari al 31,4%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+0,74 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+0,22 miliardi di metri cubi); (iii) nell'attività di commercializzazione in Spagna (+0,16 miliardi di metri cubi) per le maggiori vendite a Iberdrola e per l'avvio delle forniture a Hydrocantabrico; (iv) nelle vendite in Germania e Austria (+0,16 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 1,34 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,27 miliardi di metri cubi, riferito principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare: (i) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,51 miliardi di metri cubi; (ii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 0,47 miliardi di metri cubi; (iii) la GVS (Eni 50%) con 0,35 miliardi di metri cubi.

La produzione venduta di energia elettrica (6,33 terawattora) è aumentata di 0,18 terawattora, pari al 2,9%, principalmente per l'entrata in esercizio del terzo gruppo di potenza della centrale di Brindisi (+0,74 terawattora) i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto della fermata della centrale di Ravenna (-0,46 terawattora).

#### Primi nove mesi

Nei primi nove mesi del 2006 le vendite di gas naturale (67,54 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 4,29 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2005, pari al 6,8%, per effetto essenzialmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+3,9 miliardi di metri cubi, pari al 18,6%) e negli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (0,51 miliardi di metri cubi, pari al 12,5%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi delle società consolidate (36,85 miliardi di metri cubi) risultano sostanzialmente in linea con i primi nove mesi del 2005 (+0,05 miliardi di metri cubi, pari allo 0,1%); gli incrementi registrati nelle vendite ai settori industriale (+0,49 miliardi

di metri cubi) e grossisti (+0,04 miliardi di metri cubi) sono stati assorbiti dalla flessione delle forniture al settore termoelettrico (-0,53 miliardi di metri cubi), dovuta prevalentemente all'uso autorizzato dell'olio combustibile a seguito dell'emergenza invernale. Le vendite *Gas release*<sup>4</sup> (1,44 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

Gli autoconsumi<sup>5</sup> (4,58 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,51 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2005, pari al 12,5%, per effetto essenzialmente delle maggiori forniture a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (19,79 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,39 miliardi di metri cubi, pari al 20,7%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+1,93 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+0,90 miliardi di metri cubi); (iii) in Germania e Austria (+0,42 miliardi di metri cubi), nelle vendite a Gaz de France, a Ecomgas e nelle forniture alla collegata GVS (Eni 50%); (iv) in Francia, nelle forniture a clienti industriali (+0,32 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 5,05 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,51 miliardi di metri cubi, riferito principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare: (i) la GVS (Eni 50%) con 2,15 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 1,54 miliardi di metri cubi; (iii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,28 miliardi di metri cubi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia (23,42 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,50 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2005, pari al 2,2%.

La produzione venduta di energia elettrica (18,75 terawattora) è aumentata di 2,05 terawattora, pari al 12,3%, per effetto dell'entrata in esercizio del terzo gruppo a ciclo combinato della centrale di Brindisi (+2,79 terawattora) e delle maggiori produzioni della centrale di Mantova (+1,19 terawattora) solo in parte assorbite dagli effetti delle fermate per manutenzioni programmate nelle centrali di Ferrera Erbognone e Ravenna.

(4) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

(5) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

## REFINING &amp; MARKETING

Terzo trimestre				Primi nove mesi				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				<b>Risultati</b>	(milioni di euro)			
9.430	<b>10.185</b>	755	8,0	Ricavi	24.177	<b>29.631</b>	5.454	22,6
663	<b>250</b>	(413)	(62,3)	Utile operativo	1.528	<b>705</b>	(823)	(53,9)
(428)	<b>83</b>	511		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(887)	<b>(171)</b>	716	
<b>235</b>	<b>333</b>	<b>98</b>	<b>41,7</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>641</b>	<b>534</b>	<b>(107)</b>	<b>(16,7)</b>
113	<b>30</b>	(83)		Esclusione <i>special item</i>	194	<b>108</b>	(86)	
118	<b>23</b>	(95)		- oneri ambientali	180	<b>84</b>	(96)	
2	<b>6</b>	4		- oneri per esodi agevolati	9	<b>17</b>	8	
14	<b>1</b>	(13)		- accantonamenti a fondo rischi	31	<b>4</b>	(27)	
				- svalutazioni		<b>1</b>	1	
(21)		21		- altro	(26)	<b>2</b>	28	
<b>348</b>	<b>363</b>	<b>15</b>	<b>4,3</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>835</b>	<b>642</b>	<b>(193)</b>	<b>(23,1)</b>
				<b>Margine di raffinazione</b>				
7,02	<b>4,27</b>	(2,75)	(39,2)	Brent dated (\$/bbl)	6,02	<b>4,33</b>	(1,69)	(28,1)
5,75	<b>3,35</b>	(2,40)	(41,7)	Brent dated (€/bbl)	4,76	<b>3,48</b>	(1,28)	(26,9)
9,05	<b>6,82</b>	(2,23)	(24,6)	Ural (\$/bbl)	8,53	<b>7,04</b>	(1,49)	(17,5)

## Risultati

## Terzo trimestre

L'utile operativo a valori correnti del terzo trimestre di 333 milioni di euro è aumentato di 98 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005 (+41,7%) per effetto essenzialmente: (i) del miglioramento dell'utile operativo dell'attività di raffinazione anche a seguito dell'incremento del differenziale tra le quotazioni dei greggi leggeri e di quelli pesanti che ha favorito il sistema di raffinazione Eni caratterizzato dall'elevata capacità di conversione, nonostante l'andamento negativo del marker di mercato (-2,75 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 39,2%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli impatti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e delle minori lavorazioni; (ii) della riduzione degli *special item* dovuta in particolare ai minori accantonamenti ambientali; (iii) del miglioramento del risultato operativo delle attività commerciali in Italia dovuto all'incremento dei margini in parte assorbito dai minori volumi venduti e della dismissione della Italiana Petroli (IP) nel settembre 2005; (iv) dell'incremento dei margini commerciali e dei volumi venduti delle attività rete nel resto d'Europa.

Gli *special item* del terzo trimestre 2006, rappresentati da oneri netti di 30 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente ad accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e a oneri per incentivazione all'esodo.

## Primi nove mesi

L'utile operativo a valori correnti dei primi nove mesi di 534 milioni di euro è diminuito di 107 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005 (-16,7%) a causa essenzialmente: (i) della flessione del margine di raffinazione (-1,69 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 28,1%) e dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie per manutenzioni programmate e per inconvenienti tecnici, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) della riduzione del risultato operativo delle attività commerciali in Italia connessa essenzialmente alla flessione dei margini per effetto dell'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti non interamente trasferito sui prezzi di vendita, in particolare nei primi due trimestri, ai minori volumi venduti connessi alla pressione competitiva, nonché alla dismissione della IP effettuata nel settembre 2005. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione degli *special item* riferita in particolare a minori oneri ambientali e dall'incremento dell'utile operativo delle attività commerciali nel resto d'Europa per effetto della crescita dei margini di distribuzione e dei volumi.

Gli *special item* dei primi nove mesi del 2006, rappresentati da oneri netti di 108 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente ad accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione all'esodo.

**Lavorazioni e vendite**

Terzo trimestre				(milioni di tonnellate)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
<b>10,33</b>	<b>9,78</b>	<b>(0,55)</b>	<b>(5,3)</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio</b>	<b>28,54</b>	<b>27,79</b>	<b>(0,75)</b>	<b>(2,6)</b>
9,16	<b>8,56</b>	(0,60)	(6,6)	Lavorazioni in conto proprio in Italia	25,21	<b>24,30</b>	(0,91)	(3,6)
1,17	<b>1,22</b>	0,05	4,3	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	3,33	<b>3,49</b>	0,16	4,8
<b>13,16</b>	<b>13,09</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>Vendite</b>	<b>37,97</b>	<b>37,95</b>	<b>(0,02)</b>	<b>..</b>
2,29	<b>2,24</b>	(0,05)	(2,2)	Rete Italia a marchio Agip	6,55	<b>6,50</b>	(0,05)	(0,8)
0,34		(0,34)	..	Rete Italia a marchio IP	1,30		(1,30)	..
0,99	<b>1,03</b>	0,04	4,0	Rete resto d'Europa	2,76	<b>2,85</b>	0,09	3,3
2,58	<b>2,46</b>	(0,12)	(4,7)	Extrarete Italia	7,65	<b>7,48</b>	(0,17)	(2,2)
1,05	<b>1,07</b>	0,02	1,9	Extrarete resto d'Europa	3,01	<b>3,13</b>	0,12	4,0
0,09	<b>0,10</b>	0,01	11,1	Extrarete altro estero	0,29	<b>0,31</b>	0,02	6,9
5,82	<b>6,19</b>	0,37	6,4	Altre vendite	16,41	<b>17,68</b>	1,27	7,7
<b>13,16</b>	<b>13,09</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>Vendite per area geografica</b>	<b>37,97</b>	<b>37,95</b>	<b>(0,02)</b>	<b>..</b>
7,71	<b>7,47</b>	(0,24)	(3,1)	Italia	22,42	<b>22,31</b>	(0,11)	(0,5)
2,04	<b>2,10</b>	0,06	2,9	Resto d'Europa	5,77	<b>5,98</b>	0,21	3,6
3,41	<b>3,52</b>	0,11	3,2	Altro estero	9,78	<b>9,66</b>	(0,12)	(1,2)

**Terzo trimestre**

Nel terzo trimestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (9,78 milioni di tonnellate) sono diminuite di 550 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2005 (-5,3%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Gela, a causa di inconvenienti tecnici, e di Sannazzaro, a causa di maggiori fermate per manutenzioni programmate, nonché per l'incidente occorso alla raffineria Erg di Priolo. Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori lavorazioni su Livorno, Taranto e Venezia. Nel terzo trimestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (13,09 milioni di tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2005, pari allo 0,5%, per effetto essenzialmente delle minori vendite sui mercati rete a marchio Agip ed extrarete in Italia (-0,17 milioni di tonnellate), solo in parte compensate dalla crescita sui mercati rete ed extrarete del resto d'Europa (60 mila tonnellate, pari al 2,9%). L'impatto sulle vendite rete della dismissione dell'Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-340 mila tonnellate) è stato compensato da forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia (2,24 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate per effetto della pressione competitiva. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,03 milioni di tonnellate) sono aumentate essenzialmente in Europa Centro Orientale per effetto dell'acquisizione/convenzionamento di stazioni di servizio.

**Primi nove mesi**

Nei primi nove mesi 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (27,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 750 mila tonnellate rispetto ai primi nove mesi 2005 (-2,6%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Sannazzaro e Livorno, in particolare a causa di fermate per manutenzioni programmate, e per l'incidente occorso alla raffineria Erg di Priolo; queste riduzioni sono state in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Venezia e Gela. Nei primi nove mesi la capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata pienamente utilizzata.

Nei primi nove mesi 2006 le vendite di prodotti petroliferi (37,95 milioni di tonnellate) sono state sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi 2005; la flessione registrata sul mercato rete ed extrarete in Italia (-220 mila tonnellate) è stata sostanzialmente compensata dalla crescita sui mercati rete ed extrarete del resto d'Europa (+210 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione della Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-1,3 milioni di tonnellate) è stato compensato da forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia (6,50 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate per effetto della pressione competitiva; la quota di mercato è in leggero calo (29,4% nei primi nove mesi del 2006; 29,6% nei primi nove mesi del 2005). Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa sono aumentate di 90 mila tonnellate, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Germania e Spagna.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (7,48 milioni di tonnellate) sono diminuite di 170 mila tonnellate rispetto ai primi nove mesi 2005; la riduzione ha riguardato in particolare l'olio combustibile e il gasolio. Le vendite sul mercato extrarete nel resto d'Europa sono aumentate di 100 mila tonnellate, pari al 3,3% per effetto dei maggiori volumi venduti in Germania e in Spagna.

## PETROLCHIMICA

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.599	1.743	144	9,0	Ricavi	4.598	5.083	485	10,5
(51)	31	82	..	Utile operativo	165	100	(65)	(39,4)
(12)	5	17		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(19)	(56)	(37)	
(63)	36	99	..	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	146	44	(102)	(69,9)
20	1	(19)		Esclusione special item:	41	21	(20)	
	4	4		- oneri per esodi agevolati		5	5	
25		(25)		- accantonamenti a fondo rischi	30	20	(10)	
				- svalutazioni	18		(18)	
(5)	(3)	2		- altro	(7)	(4)	3	
(43)	37	80	..	<b>Utile operativo adjusted</b>	187	65	(122)	(65,2)

## Risultati

### Terzo trimestre

Nel terzo trimestre il settore ha conseguito l'utile operativo a valori correnti di 36 milioni di euro a fronte della perdita operativa a valori correnti di 63 milioni di euro nel terzo trimestre 2005. Il miglioramento di 99 milioni di euro è dovuto all'incremento dei margini di vendita dei prodotti, essenzialmente il margine del *cracker* e, in misura minore, il *business* aromatici. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo a fine aprile.

### Primi nove mesi

L'utile operativo a valori correnti di 44 milioni di euro diminuisce di 102 milioni di euro (-69,9%) rispetto ai

primi nove mesi del 2005 per effetto essenzialmente della riduzione dei margini di vendita dei prodotti nel primo e nel secondo trimestre, registrata in tutti i *business* a eccezione del polietilene, dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera più accentuato di quello registrato dai prezzi di vendita, nonché dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo a fine aprile. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'effetto positivo del *mix* di vendita, nonché dal miglioramento della *performance* industriale e commerciale.

Gli *special item* dei primi nove mesi (21 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi.

### Produzioni e vendite

Terzo trimestre				(migliaia di tonnellate)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.824	1.728	(96)	(5,3)	<b>Produzioni</b>	5.403	5.283	(120)	(2,2)
1.414	1.261	(153)	(10,8)	<b>Vendite</b>	4.087	3.941	(146)	(3,6)
757	680	(77)	(10,2)	Petrolchimica di base	2.276	2.100	(176)	(7,7)
256	248	(8)	(3,1)	Stirenici ed elastomeri	774	763	(11)	(1,4)
401	333	(68)	(17,0)	Polietileni	1.037	1.078	41	4,0

**Terzo trimestre**

Nel terzo trimestre le vendite di prodotti petrolchimici (1.261 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 153 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2005 (-10,8%) per effetto essenzialmente della minore disponibilità di prodotto dovuta al lento riavvio del *cracker* di Priolo derivante dall'incidente occorso alla raffineria nel secondo trimestre 2006, che ha comportato anche la riduzione di produzione di polietilene nell'area siciliana. Questi impatti negativi sono stati parzialmente compensati dal buon andamento delle vendite registrato nei *business* degli intermedi (cicloesano) e stirenici (stirolo).

Le produzioni (1.728 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 96 mila tonnellate, pari al 5,3%, in particolare per il lento riavvio del *cracker* di Priolo, parzialmente compensate dalla crescita registrata su Porto Marghera e Feluy.

**Primi nove mesi**

Nei primi nove mesi del 2006 le vendite di prodotti petrolchimici (3.941 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 146 mila tonnellate rispetto ai primi nove mesi del 2005 (-3,6%). Le diminuzioni hanno riguardato il *business* della chimica di base (-7,7%), a causa della carenza della carica petrolifera dovuta alla fermata della raffineria di Priolo per l'incidente occorso a fine aprile; e nel *business* stirenici (-2,1%), per effetto della chiusura dell'impianto di produzione di ABS di Ravenna all'inizio del secondo trimestre 2005 e della debolezza della domanda. Questi impatti negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle vendite registrata nei *business* polietileni (+4%) e aromatici (riferito agli xileni in crescita dell'8,4%) per effetto del buon andamento della domanda.

Le produzioni (5.283 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto ai primi nove mesi del 2005 (-2,2%). La minor produzione del *cracker* di Priolo dovuta alla fermata della raffineria è stata parzialmente compensata dalle maggiori produzioni dei *cracker* di Porto Marghera, Sarroch e Dunkerque.

**INGEGNERIA E COSTRUZIONI**

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.568	<b>1.930</b>	362	23,1	Ricavi	3.924	<b>5.010</b>	1.086	27,7
60	<b>145</b>	85	141,7	Utile operativo	172	<b>356</b>	184	107,0
				Esclusione <i>special item</i>				
<b>60</b>	<b>145</b>	<b>85</b>	<b>141,7</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>172</b>	<b>356</b>	<b>184</b>	<b>107,0</b>

**Risultati****Terzo trimestre**

L'utile operativo del terzo trimestre di 145 milioni di euro aumenta di 85 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2005. In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) *Onshore* a seguito dell'incremento del volume d'affari connesso essenzialmente all'avvio di alcuni grandi progetti acquisiti nel 2005; e (ii) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato la piattaforma semisommersibile Scarabeo 3 e Scarabeo 5 e della maggiore operatività della nave di perforazione Saipem 10000 e del *jack-up* Perro Negro 5.

**Primi nove mesi**

L'utile operativo dei primi nove mesi di 356 milioni di euro aumenta di 184 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2005. In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) *Onshore* a seguito dell'incremento del volume d'affari connesso essenzialmente all'avvio di alcuni grandi progetti acquisiti nel 2005; (ii) *Offshore* a seguito della maggiore attività nell'area del Caspio; (iii) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato la piattaforma semisommersibile Scarabeo 3 e Scarabeo 5 e della maggiore operatività della nave di perforazione Saipem 10000 e del *jack-up* Perro Negro 5.

(milioni di euro)	Primi nove mesi			
	2005	2006	Var. ass.	Var. %
<b>Ordini acquisiti <sup>(1)</sup></b>	<b>6.815</b>	<b>8.604</b>	<b>1.789</b>	<b>26,3</b>
<i>Offshore</i>	2.442	<b>2.860</b>	418	17,1
<i>Onshore</i>	4.058	<b>4.179</b>	121	3,0
Perforazioni mare	186	<b>1.264</b>	1.078	579,6
Perforazioni terra	129	<b>301</b>	172	133,3
Eni	623	<b>1.578</b>	955	153,3
Terzi	6.192	<b>7.026</b>	834	13,5
Italia	544	<b>700</b>	156	28,7
Eestero	6.271	<b>7.904</b>	1.633	26,0

(milioni di euro)	31.12.2005	30.09.2006	Var. ass.	Var. %
	<b>Portafoglio ordini <sup>(1)</sup></b>	<b>10.122</b>	<b>12.914</b>	<b>2.792</b>
<i>Offshore</i>	3.721	<b>4.268</b>	547	14,7
<i>Onshore</i>	5.721	<b>6.852</b>	1.131	19,8
Perforazioni mare	382	<b>1.381</b>	999	261,5
Perforazioni terra	298	<b>413</b>	115	38,6
Eni	695	<b>1.885</b>	1.190	171,2
Terzi	9.427	<b>11.029</b>	1.602	17,0
Italia	1.209	<b>1.362</b>	153	12,7
Eestero	8.913	<b>11.552</b>	2.639	29,6

(1) Include il progetto Bonny per l'ammontare di 5 milioni di euro di acquisito e 110 milioni di euro nel portafoglio ordini.

Tra le principali acquisizioni dei primi nove mesi 2006 si segnalano:

- il contratto di *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di quattro treni di separazione di gas e greggio della capacità complessiva di 1.200.000 barili/giorno e *facility* di produzione, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* Khursaniyah in Arabia Saudita;
- il contratto per la conversione di una nave petroliera in una nave *FPSO* della capacità produttiva di 60.000 barili/giorno e di stoccaggio di 1.800.000 barili per lo sviluppo del giacimento Gimboa nell'*offshore* angolano a una profondità di 700 metri per conto Sonagol P&P;

- il contratto di *EPIC* per conto di Burullus Gas Co per la realizzazione dei sistemi sottomarini per lo sfruttamento di otto nuovi pozzi nell'ambito dell'espansione dei giacimenti Scarab/Saffron e Simian, situati al largo del Delta del Nilo;
- il contratto della durata di 16 mesi per l'impiego in Nigeria della piattaforma semisommersibile di perforazione Scarabeo 7 per conto di Exxon Mobil.

Gli ordini acquisiti (8.604 milioni di euro) hanno riguardato per il 92% lavori da realizzare all'estero e per il 18% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 settembre 2006 è di 12.914 milioni di euro (10.122 milioni di euro al 31 dicembre 2005); l'89% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 15% riguarda lavori assegnati da imprese di Eni.

## Non-GAAP measures

### Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli a valori correnti e *adjusted*

L'utile netto e l'utile operativo *adjusted*, rappresentati dall'utile a valori correnti prima degli *special item*, sono indicati con l'intento di consentire la valutazione dell'andamento industriale di *business* e, agli analisti finanziari, la valutazione dei risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. Queste configurazioni di risultato, utilizzate anche dal *management* per valutare le *performance* di settore e di Gruppo, non sono previste né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*. L'utile operativo e l'utile netto a valori correnti derivano dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti, con l'esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a ini-

zio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo. I componenti reddituali sono classificati tra gli *special item*, se significativi, quando: (i) derivano da eventi od 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 od 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 i componenti reddituali derivanti da eventi od operazioni non ricorrenti sono evidenziati, quando significativi, distintamente nel prospetto di conto economico e nelle tabelle di riconduzione che seguono.

(milioni di euro)

	Terzo trimestre 2006								Gruppo
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	
<b>Utile operativo reported</b>	<b>4.041</b>	<b>592</b>	<b>250</b>	<b>31</b>	<b>145</b>	<b>(185)</b>	<b>(65)</b>	<b>19</b>	<b>4.828</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(6)	83	5					82
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>4.041</b>	<b>586</b>	<b>333</b>	<b>36</b>	<b>145</b>	<b>(185)</b>	<b>(65)</b>	<b>19</b>	<b>4.910</b>
<b>Esclusione special item</b>									
di cui:									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>		<b>24</b>							<b>24</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>54</b>	<b>9</b>	<b>30</b>	<b>1</b>		<b>91</b>	<b>8</b>		<b>193</b>
oneri ambientali		3	23			12			38
svalutazioni	48					6			54
plusvalenze nette su cessione di <i>asset</i>	3								3
accantonamenti a fondo rischi			1			53			54
oneri per esodi agevolati	3	5	6	4		15	2		35
altro		1		(3)		5	6		9
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>54</b>	<b>33</b>	<b>30</b>	<b>1</b>		<b>91</b>	<b>8</b>		<b>217</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.095</b>	<b>619</b>	<b>363</b>	<b>37</b>	<b>145</b>	<b>(94)</b>	<b>(57)</b>	<b>19</b>	<b>5.127</b>
<b>Utile netto di competenza Eni reported</b>									<b>2.422</b>
Eliminazione perdita di magazzino									30
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									<b>2.452</b>
Esclusione oneri (proventi) non ricorrenti									19
Esclusione altri <i>special item</i>									149
<b>Utile netto di competenza Eni adjusted</b>									<b>2.620</b>

(milioni di euro)

	Terzo trimestre 2005								
	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo reported</b>	<b>3.682</b>	<b>525</b>	<b>663</b>	<b>(51)</b>	<b>60</b>	<b>(378)</b>	<b>(125)</b>	<b>(106)</b>	<b>4.270</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(65)	(428)	(12)					(505)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>3.682</b>	<b>460</b>	<b>235</b>	<b>(63)</b>	<b>60</b>	<b>(378)</b>	<b>(125)</b>	<b>(106)</b>	<b>3.765</b>
<b>Esclusione special item</b>									
<i>di cui:</i>									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
<b>Altri special item:</b>	<b>132</b>	<b>8</b>	<b>113</b>	<b>20</b>		<b>283</b>	<b>125</b>		<b>681</b>
oneri ambientali		6	118			173			297
svalutazioni	132					24			156
plusvalenze nette su cessione di asset									
accantonamenti a fondo rischi			14	25		87	119		245
oneri per esodi agevolati		2	2			3	6		13
altro			(21)	(5)		(4)			(30)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>132</b>	<b>8</b>	<b>113</b>	<b>20</b>		<b>283</b>	<b>125</b>		<b>681</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>3.814</b>	<b>468</b>	<b>348</b>	<b>(43)</b>	<b>60</b>	<b>(95)</b>		<b>(106)</b>	<b>4.446</b>
<b>Utile netto di competenza Eni reported</b>									
									<b>2.340</b>
Eliminazione utile di magazzino									(317)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									
									<b>2.023</b>
<b>Esclusione special item</b>									
									423
<b>Utile netto di competenza Eni adjusted</b>									
									<b>2.446</b>
<b>Primi nove mesi 2006</b>									
<b>Utile operativo reported</b>	<b>12.439</b>	<b>2.499</b>	<b>705</b>	<b>100</b>	<b>356</b>	<b>(401)</b>	<b>(207)</b>	<b>(121)</b>	<b>15.370</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(26)	(171)	(56)					(253)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>12.439</b>	<b>2.473</b>	<b>534</b>	<b>44</b>	<b>356</b>	<b>(401)</b>	<b>(207)</b>	<b>(121)</b>	<b>15.117</b>
<b>Esclusione special item</b>									
<i>di cui:</i>									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
		<b>24</b>							<b>24</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>129</b>	<b>116</b>	<b>108</b>	<b>21</b>		<b>179</b>	<b>20</b>		<b>573</b>
oneri ambientali		42	84			64			190
svalutazioni	180	51	1			10			242
plusvalenze nette su cessione di asset	(54)								(54)
accantonamenti a fondo rischi			4	20		75			99
oneri per esodi agevolati	3	22	17	5		16	14		77
altro		1	2	(4)		14	6		19
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>129</b>	<b>140</b>	<b>108</b>	<b>21</b>		<b>179</b>	<b>20</b>		<b>597</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>12.568</b>	<b>2.613</b>	<b>642</b>	<b>65</b>	<b>356</b>	<b>(222)</b>	<b>(187)</b>	<b>(121)</b>	<b>15.714</b>
<b>Utile netto di competenza Eni reported</b>									
									<b>7.697</b>
Eliminazione utile di magazzino									(180)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									
									<b>7.517</b>
<b>Esclusione oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
									19
<b>Esclusione altri special item</b>									
									521
<b>Utile netto di competenza Eni adjusted</b>									
									<b>8.057</b>



(milioni di euro)

	Primi nove mesi 2005								
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
<b>Utile operativo reported</b>	<b>9.031</b>	<b>2.680</b>	<b>1.528</b>	<b>165</b>	<b>172</b>	<b>(637)</b>	<b>(336)</b>	<b>(172)</b>	<b>12.431</b>
Eliminazione utile di magazzino		(95)	(887)	(19)					(1.001)
<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>9.031</b>	<b>2.585</b>	<b>641</b>	<b>146</b>	<b>172</b>	<b>(637)</b>	<b>(336)</b>	<b>(172)</b>	<b>11.430</b>
<b>Esclusione special item</b>									
<i>di cui:</i>									
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>									
<b>Altri special item:</b>	<b>291</b>	<b>56</b>	<b>194</b>	<b>41</b>		<b>433</b>	<b>182</b>		<b>1.197</b>
oneri ambientali		28	180			267	46		521
svalutazioni	290			18		28			336
plusvalenze nette su cessione di asset									
accantonamenti a fondo rischi			31	30		130	119		310
oneri per esodi agevolati	1	5	9			3	17		35
altro		23	(26)	(7)		5			(5)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>291</b>	<b>56</b>	<b>194</b>	<b>41</b>		<b>433</b>	<b>182</b>		<b>1.197</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>9.322</b>	<b>2.641</b>	<b>835</b>	<b>187</b>	<b>172</b>	<b>(204)</b>	<b>(154)</b>	<b>(172)</b>	<b>12.627</b>
<b>Utile netto di competenza Eni reported</b>									
									<b>6.683</b>
Eliminazione utile di magazzino									(628)
<b>Utile netto di competenza Eni a valori correnti</b>									
									<b>6.055</b>
<b>Esclusione special item</b>									
									800
<b>Utile netto di competenza Eni adjusted</b>									
									<b>6.855</b>

**Analisi degli special item**

Terzo trimestre			(milioni di euro)		Primi nove mesi	
2005	2006		2005	2006	2005	2006
		<b>Esclusione special item</b>				
		<i>di cui:</i>				
	<b>24</b>	<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>				<b>24</b>
<b>681</b>	<b>193</b>	<b>Altri special item:</b>			<b>1.197</b>	<b>573</b>
297	38	oneri ambientali			521	190
156	54	svalutazioni			336	242
	3	plusvalenze nette su cessione di asset				(54)
245	54	accantonamenti a fondo rischi			310	99
13	35	oneri per esodi agevolati			35	77
(30)	9	altro			(5)	19
<b>681</b>	<b>217</b>	<b>Special item dell'utile operativo</b>			<b>1.197</b>	<b>597</b>
(107)	(70)	Oneri (proventi) finanziari e su partecipazioni			(105)	(84)
<b>574</b>	<b>147</b>	<b>Special item non ricorrenti prima delle imposte</b>			<b>1.092</b>	<b>513</b>
(151)	21	Imposte sul reddito			(292)	27
<b>423</b>	<b>168</b>	<b>Totale special item</b>			<b>800</b>	<b>540</b>

**Utile operativo *adjusted***

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				<b>Utile operativo <i>adjusted</i></b>				
3.814	<b>4.095</b>	281	7,4	Exploration & Production	9.322	<b>12.568</b>	3.246	34,8
468	<b>619</b>	151	32,3	Gas & Power	2.641	<b>2.613</b>	(28)	(1,1)
348	<b>363</b>	15	4,3	Refining & Marketing	835	<b>642</b>	(193)	(23,1)
(43)	<b>37</b>	80	..	Petrochimica	187	<b>65</b>	(122)	(65,2)
60	<b>145</b>	85	141,7	Ingegneria e Costruzioni	172	<b>356</b>	184	107,0
(95)	<b>(94)</b>	1	1,1	Altre attività	(204)	<b>(222)</b>	(18)	(8,8)
	<b>(57)</b>	(57)	..	Corporate e società finanziarie	(154)	<b>(187)</b>	(33)	(21,4)
(106)	<b>19</b>	125		Eliminazione utili interni	(172)	<b>(121)</b>	51	
<b>4.446</b>	<b>5.127</b>	<b>681</b>	<b>15,3</b>		<b>12.627</b>	<b>15.714</b>	<b>3.087</b>	<b>24,4</b>



Società per Azioni  
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1  
Capitale sociale:  
euro 4.005.358.876 interamente versato  
Registro delle Imprese di Roma,  
codice fiscale 00484960588  
Sedi secondarie:  
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1  
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

**Ufficio rapporti con gli investitori**

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)  
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929  
e-mail: investor.relations@eni.it

**Sito internet:** [www.eni.it](http://www.eni.it)

**Centralino:** +39-0659821

**Numero verde:** 800940924

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

**ADRs/Depository**

Morgan Guaranty Trust Company of New York  
ADR Department  
60 Wall Street (36<sup>th</sup> Floor)  
New York, New York 10260  
Tel. 212-648-3164

**ADRs/Transfer agent**

Morgan ADR Service Center  
2 Heritage Drive  
North Quincy, MA 02171  
Tel. 617-575-4328

**Progetto grafico:** Opera

**Copertina:** Grafica Internazionale - Roma

**Impaginazione e supervisione:** Studio Joly Srl - Roma

**Stampa digitale:** Marchesi Grafiche Editoriali SpA - Roma



Società per Azioni  
Piazzale Enrico Mattei 1 - 00144 Roma  
Tel +39.0659821 • Fax +39.0659822141  
[www.eni.it](http://www.eni.it)