



Eni's Way

Relazione trimestrale
al 30 giugno 2006





Relazione trimestrale al 30 giugno 2006

Sommario

	1	Principali dati
	2	Criteri di redazione
Risultati economico-finanziari	2	Conto economico
	3	Utile operativo
	5	Analisi delle voci del conto economico
	8	Stato patrimoniale e rendiconto finanziario
	10	Investimenti tecnici
	11	Evoluzione prevedibile della gestione
	12	Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre
Andamento dei principali settori di attività	13	Exploration & Production
	16	Gas & Power
	20	Refining & Marketing
	22	Petrochimica
	24	Ingegneria e Costruzioni
Riconduzione degli utili <i>reported</i> a quelli a valori correnti e <i>adjusted</i>	26	

Principali dati economici

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
16.656	20.739	4.083	24,5	Ricavi della gestione caratteristica	34.101	44.323	10.222	30,0
3.711	4.947	1.236	33,3	Utile operativo	8.161	10.542	2.381	29,2
3.833	5.054	1.221	31,9	Utile operativo <i>adjusted</i>	8.181	10.587	2.406	29,4
1.898	2.301	403	21,2	Utile netto di competenza Eni	4.343	5.275	932	21,5
2.024	2.483	459	22,7	Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni	4.409	5.437	1.028	23,3
1.732	1.714	(18)	(1,0)	Investimenti tecnici	3.206	3.054	(152)	(4,7)

Per la definizione dell'utile operativo e dell'utile netto "adjusted" v. il paragrafo "Riconduzione degli utili reported a quelli a valori correnti e adjusted".

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

Principali indicatori di mercato

Secondo trimestre					Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
51,59	69,62	18,03	34,9	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ⁽¹⁾	49,55	65,69	16,14	32,6
1,260	1,256	(0,004)	(0,3)	Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,285	1,229	(0,056)	(4,4)
40,94	55,43	14,49	35,4	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	38,56	53,45	14,89	38,6
6,78	5,77	(1,01)	(14,9)	Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	5,52	4,36	(1,16)	(21,0)
5,38	4,59	(0,78)	(14,6)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,30	3,55	(0,75)	(17,4)
2,13	2,89	0,76	35,7	Euribor a tre mesi (%)	2,14	2,75	0,61	28,5
3,25	5,13	1,88	57,8	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,03	4,93	1,90	62,7

(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

Secondo trimestre					Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
Produzione giornaliera:								
1.107	1.056	(51)	(4,6)	petrolio (migliaia di barili)	1.104	1.099	(5)	(0,5)
618	692	74	12,0	gas naturale ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	610	688	78	12,8
1.725	1.748	23	1,3	idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.714	1.787	73	4,3
19,50	20,44	0,94	4,8	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	48,71	51,82	3,11	6,4
1,47	1,55	0,08	5,4	- di cui vendite upstream	2,97	3,08	0,11	3,7
7,99	7,72	(0,27)	(3,4)	Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia (miliardi di metri cubi)	16,33	16,49	0,16	1,0
5,57	6,00	0,43	7,7	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	10,55	12,42	1,87	17,7
12,51	12,55	0,04	0,3	Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	24,81	24,87	0,06	0,2
1.307	1.274	(33)	(2,5)	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	2.679	2.685	6	0,2

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (52 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2006 e 44 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2005; 50 e 42 mila boe/giorno rispettivamente nel primo semestre 2006 e 2005).

(2) Include le vendite upstream.

CRITERI DI REDAZIONE

La relazione trimestrale al 30 giugno 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 primo semestre e al secondo trimestre 2006 e al primo semestre e al secondo trimestre 2005. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2006, al 31 marzo 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 giugno 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.

Disclaimer

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

Risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
16.656	20.739	4.083	24,5	Ricavi della gestione caratteristica	34.101	44.323	10.222	30,0
139	163	24	17,3	Altri ricavi e proventi	323	372	49	15,2
(11.610)	(14.380)	(2.770)	(23,9)	Costi operativi	(23.633)	(31.119)	(7.486)	(31,7)
(1.474)	(1.575)	(101)	(6,9)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.630)	(3.034)	(404)	(15,4)
3.711	4.947	1.236	33,3	Utile operativo	8.161	10.542	2.381	29,2
(116)	109	225	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(208)	151	359	..
279	227	(52)	(18,6)	Proventi netti su partecipazioni	413	467	54	13,1
3.874	5.283	1.409	36,4	Utile prima delle imposte	8.366	11.160	2.794	(33,4)
(1.875)	(2.800)	(925)	(49,3)	Imposte sul reddito	(3.790)	(5.547)	(1.757)	(46,4)
1.999	2.483	484	24,2	Utile netto	4.576	5.613	1.037	22,7
				di cui:				
1.898	2.301	403	21,2	- utile netto di competenza Eni	4.343	5.275	932	21,5
101	182	81	80,2	- utile netto di terzi azionisti	233	338	105	45,1
1.898	2.301	403	21,2	Utile netto di competenza Eni	4.343	5.275	932	21,5
(189)	(151)	38		Esclusione dell'utile di magazzino	(311)	(210)	101	
1.709	2.150	441	25,8	Utile netto a valori correnti di competenza Eni	4.032	5.065	1.033	25,6
315	333	18		Esclusione special item	377	372	(5)	
2.024	2.483	459	22,7	Utile netto adjusted di competenza Eni	4.409	5.437	1.028	23,3

Primo semestre

L'**utile netto** del primo semestre 2006 di 5.275 milioni di euro aumenta di 932 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+21,5%) essenzialmente per effetto del maggiore utile operativo di 2.381 milioni di euro (+29,2%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 45,3% al 49,7%) determinata in particolare dalla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità.

I risultati di Eni sono stati realizzati in un contesto di mercato caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 32,6% e dal deprezzamento del 4,4% dell'euro rispetto al dollaro, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent del 21% e dei margini dei prodotti petrolchimici. I margini di vendita del gas naturale sono diminuiti per effetto essenzialmente del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento

per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti. Nel secondo semestre dell'esercizio l'impatto sui margini del regime regolatorio istituito con la delibera n. 248/2004, sarà attenuato dagli effetti della delibera n. 134 approvata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas il 28 giugno u.s.

L'utile netto del primo semestre è influenzato dall'**utile di magazzino** di 210 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) e da **special item** rappresentati da oneri netti di 372 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) riguardanti essenzialmente svalutazioni di attività in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power, accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi, parzialmente compensati dalle plusvalenze conseguite dalla vendita di *asset* minerari. Escludendo l'utile di magazzino e gli *special item*, l'**utile netto adjusted** di 5.437 milioni di euro aumenta del 23,3% rispetto allo stesso periodo del 2005.

Utile operativo

Secondo trimestre				(milioni di euro)				Primo semestre					
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
2.776	4.090	1.314	47,3	Exploration & Production	5.349	8.398	3.049	57,0		5.349	8.398	3.049	57,0
592	708	116	19,6	Gas & Power	2.155	1.907	(248)	(11,5)		2.155	1.907	(248)	(11,5)
596	366	(230)	(38,6)	Refining & Marketing	865	455	(410)	(47,4)		865	455	(410)	(47,4)
58	30	(28)	(48,3)	Petrolchimica	216	69	(147)	(68,1)		216	69	(147)	(68,1)
53	133	80	150,9	Ingegneria e Costruzioni	112	211	99	88,4		112	211	99	88,4
(197)	(151)	46	23,4	Altre attività	(259)	(216)	43	16,6		(259)	(216)	43	16,6
(158)	(91)	67	42,4	Corporate e società finanziarie	(211)	(142)	69	32,7		(211)	(142)	69	32,7
(9)	(138)	(129)		Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	(66)	(140)	(74)			(66)	(140)	(74)	
3.711	4.947	1.236	33,3	Utile operativo	8.161	10.542	2.381	29,2		8.161	10.542	2.381	29,2
(302)	(241)	61		Eliminazione utile di magazzino	(496)	(335)	161			(496)	(335)	161	
3.409	4.706	1.297	38,0	Utile operativo a valori correnti	7.665	10.207	2.542	33,2		7.665	10.207	2.542	33,2
424	348	(76)		Esclusione <i>special item</i>	516	380	(136)			516	380	(136)	
3.833	5.054	1.221	31,9	Utile operativo adjusted	8.181	10.587	2.406	29,4		8.181	10.587	2.406	29,4

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

L'**utile operativo a valori correnti** di 10.207 milioni di euro – che esclude l'utile di magazzino di 335 milioni di euro – aumenta di 2.542 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+33,2%) a seguito essenzialmente dell'incremento registrato nel settore Exploration & Production (+3.049 milioni di euro, pari al 57%) dovuto in particolare: (i) all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione (petrolio +36,3%; gas naturale

+21,5%); (ii) alla crescita della produzione venduta di idrocarburi delle società consolidate (+12,4 milioni di boe, pari al 4,2%); (iii) all'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro, con un effetto di circa 370 milioni di euro, in parte riferito alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti.

All'incremento dell'utile operativo a valori correnti ha contribuito anche il settore Ingegneria e Costruzioni (+88,4%).

L'incremento realizzato dal settore Exploration & Production è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'utile operativo a valori correnti nei settori:

- Gas & Power per 238 milioni di euro (-11,2%) a causa essenzialmente dei minori margini di vendita del gas per effetto del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti. L'utile operativo del settore ha risentito anche dei maggiori costi di approvvigionamento del gas connessi all'emergenza climatica della stagione invernale 2006, nonché della riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita dei volumi venduti dalle società consolidate (vendite di gas +2,60 miliardi di metri cubi, pari al 6,1%; produzione venduta di energia elettrica +1,87 terawattora, pari al 17,7%) e di quelli trasportati in particolare sul gasdotto libico Greenstream;
- Refining & Marketing per 205 milioni di euro (-50,5%) a causa essenzialmente della flessione del margine di raffinazione (-1,16 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 21%), in parte compensati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro, e dell'impatto delle maggiori fermate per manutenzioni programmate delle raffinerie in Italia. L'utile operativo del settore è stato penalizzato anche dalla riduzione del risultato dell'attività commerciale Italia per effetto dell'aumento dei prezzi internazionali dei prodotti non interamente trasferito sui prezzi finali e della pressione competitiva. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del risultato delle attività in Europa;
- Petrochimica per 201 milioni di euro (-96,2%) 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 di Priolo a fine aprile.

Secondo trimestre

L'utile netto di competenza Eni del secondo trimestre 2006 di 2.301 milioni di euro aumenta di 403 milioni di

euro rispetto al secondo trimestre 2005 (+21,2%) essenzialmente per effetto del maggiore utile operativo di 1.236 milioni di euro (+33,3%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 48,4% al 53%) determinata in particolare dalla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità.

I risultati di Eni sono stati realizzati in un contesto di mercato caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 35% e dei maggiori margini di vendita del gas naturale per effetto 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, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dal regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent del 14,9% e dei margini dei prodotti petrolchimici.

L'utile netto del trimestre è influenzato dall'**utile di magazzino** di 151 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) e da **special item** rappresentati da oneri netti di 333 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale) riguardanti essenzialmente svalutazioni di attività in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power, accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi. Escludendo l'utile di magazzino e gli *special item*, l'**utile netto adjusted** di 2.483 milioni di euro aumenta del 22,7% rispetto allo stesso periodo del 2005.

L'**utile operativo a valori correnti** conseguito nel secondo trimestre 2006 ammonta a 4.706 milioni di euro con un aumento di 1.297 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005, pari al 38%, dovuto essenzialmente agli incrementi registrati nei settori:

- Exploration & Production (1.314 milioni di euro, pari al 47,3%) connesso essenzialmente all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione (petrolio +39,3%; gas naturale +18,7%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti;
- Gas & Power (104 milioni di euro, pari al 16,9%) dovuto essenzialmente: (i) all'aumento dei margini di vendita del gas naturale per effetto 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, in parte assorbito dall'impatto del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il

gas; (ii) alla crescita dei volumi nelle vendite di gas naturale delle società consolidate (+0,73 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%), di energia elettrica (+0,43 terawattora, pari al 7,7%) e nel trasporto estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005.

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

- Refining & Marketing per 121 milioni di euro (-43,2%), a causa essenzialmente della flessione del margine di raffinazione (-1,01 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 14,9%) e dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie a causa di manutenzioni programmate;
- Petrolchimica che registra una perdita operativa a valori correnti di 14 milioni di euro con un peggioramento di 64 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 a causa essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti in relazione all'aumento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita, nonché all'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso a fine aprile alla Raffineria di Priolo.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
5.437	7.045	1.608	29,6	Exploration & Production	10.054	14.459	4.405	43,8
4.500	5.799	1.299	28,9	Gas & Power	11.162	14.933	3.771	33,8
7.846	10.166	2.320	29,6	Refining & Marketing	14.747	19.446	4.699	31,9
1.465	1.612	147	10,0	Petrolchimica	2.999	3.340	341	11,4
1.196	1.769	573	47,9	Ingegneria e Costruzioni	2.356	3.080	724	30,7
359	251	(108)	(30,1)	Altre attività	596	465	(131)	(22,0)
118	298	180	152,5	Corporate e società finanziarie	434	605	171	39,4
(4.265)	(6.201)	(1.936)	45,4	Elisioni di consolidamento	(8.247)	(12.005)	(3.758)	45,6
16.656	20.739	4.083	24,5		34.101	44.323	10.222	30,0

Primo semestre

I ricavi della gestione caratteristica nel primo semestre 2006 (44.323 milioni di euro) sono aumentati di 10.222 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+30%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti e della crescita dei volumi venduti nei principali settori di attività, nonché del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (14.459 milioni di euro) sono aumentati di 4.405 milioni di euro (+43,8%) per effetto essenzialmente dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +36,3%; gas naturale +21,5%), della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+12,4 milioni di boe, pari al 4,2%), nonché dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (14.933 milioni di euro) sono aumentati di 3.771 milioni di euro (+33,8%) per effetto essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo del gas naturale, in relazione in particolare all'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti; (ii) della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+2,6 miliardi di metri cubi, pari al 6,1%) e della produzione venduta di energia elettrica (+1,87 terawattora, pari al 17,7%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (19.446 milioni di euro) sono aumentati di 4.699 milioni di euro (+31,9%) per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi, nonché

della maggiore attività di commercializzazione di greggi (+1,1 milioni di tonnellate) e dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (3.340 milioni di euro) sono aumentati di 341 milioni di euro (+11,4%) per effetto essenzialmente dell'incremento di circa l'8% dei prezzi medi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (3.080 milioni di euro) sono aumentati di 724 milioni di euro

(+30,7%) per effetto della crescita dei livelli di attività nei *business* Costruzioni Mare e Costruzioni Terra, nonché del maggior tasso di utilizzo dei mezzi e delle maggiori tariffe nel *business* Perforazioni Mare.

Secondo trimestre

I ricavi conseguiti nel secondo trimestre 2006 (20.739 milioni di euro) sono aumentati di 4.083 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005, pari al 24,5%, per effetto essenzialmente dell'incremento delle quotazioni dei prodotti registrato nei principali settori.

Ricavi per area geografica

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
6.893	7.811	918	13,3	Italia	15.485	18.929	3.444	22,2
4.264	5.780	1.516	35,6	Resto dell'Unione Europea	8.621	11.308	2.687	31,2
1.550	1.924	374	24,1	Resto dell'Europa	2.646	4.042	1.396	52,8
1.420	1.882	462	32,5	Africa	2.637	3.650	1.013	38,4
1.337	1.525	188	14,1	Americhe	2.489	3.004	515	20,7
1.088	1.604	516	47,4	Asia	2.044	2.943	899	44,0
104	213	109	104,8	Altre aree	179	447	268	149,7
9.763	12.928	3.165	32,4	Totale estero	18.616	25.394	6.778	36,4
16.656	20.739	4.083	24,5		34.101	44.323	10.222	30,0

Costi operativi

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
10.761	13.471	2.710	25,2	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	21.999	29.383	7.384	33,6
849	909	60	7,1	Costo lavoro	1.634	1.736	102	6,2
11.610	14.380	2.770	23,9		23.633	31.119	7.486	31,7

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2006 (31.119 milioni di euro) aumentano di 7.486 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005, pari al 31,7%, 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 (197 milioni di euro nel primo semestre 2006, 289 milioni di euro nel primo semestre 2005), in particolare di natura ambientale nel settore Refining & Marketing.

Il costo lavoro (1.736 milioni di euro) è aumentato di 102 milioni di euro (+6,2%) per effetto essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia, il cui impatto è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'occupazione media 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	30.06.2006	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.030	7.940	(90)	(1,1)
Gas & Power	12.324	12.209	(115)	(0,9)
Refining & Marketing	8.894	9.009	115	1,3
Petrolchimica	6.462	6.343	(119)	(1,8)
Ingegneria e Costruzioni	28.684	28.971	287	1,0
Altre attività	2.636	2.543	(93)	(3,5)
Corporate e società finanziarie	5.228	5.314	86	1,6
Totale occupati a fine periodo	72.258	72.329	71	0,1

L'occupazione al 30 giugno 2006 è di 72.329 unità con un aumento di 71 unità rispetto al 31 dicembre 2005 (+0,1%).

In Italia l'occupazione (40.300 unità) è aumentata di 108 unità per effetto essenzialmente del saldo positivo di 214 unità tra le assunzioni e le risoluzioni i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni connesse alle variazioni dell'area di consolidamento (complessivamente 106 uscite) relative: (i) al conferimento della

Fiorentina Gas alla collegata Toscana Energia (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. Nel primo semestre 2006 sono state effettuate 1.120 assunzioni, di cui 763 a tempo indeterminato e 906 risoluzioni (di cui 610 a tempo indeterminato).

All'estero l'occupazione (32.029 unità) è diminuita di 37 unità.

Ammortamenti e svalutazioni

Secondo trimestre				(milioni di euro)				Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %			
960	1.025	65	6,8	Exploration & Production	1.696	2.120	424	25,0			
183	159	(24)	(13,1)	Gas & Power	344	321	(23)	(6,7)			
111	109	(2)	(1,8)	Refining & Marketing	232	219	(13)	(5,6)			
27	30	3	11,1	Petrolchimica	58	61	3	5,2			
36	49	13	36,1	Ingegneria e Costruzioni	82	87	5	6,1			
5	1	(4)	(80,0)	Altre attività	8	3	(5)	(62,5)			
27	18	(9)	(33,3)	Corporate e società finanziarie	51	37	(14)	(27,5)			
	(1)	(1)		Eliminazione utili interni		(2)	(2)				
1.349	1.390	41	3,0	Totale ammortamenti	2.471	2.846	375	15,2			
125	185	60	48,0	Svalutazioni	159	188	29	18,2			
1.474	1.575	101	6,9		2.630	3.034	404	15,4			

Gli **ammortamenti** (2.846 milioni di euro) sono aumentati di 375 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+15,2%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (424 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 (183 milioni di euro). Inoltre ha contribuito all'incremento l'impatto della conversione dei bilanci di imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Le svalutazioni rilevate nel semestre (188 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari e attività immateriali nel settore Gas & Power.

Proventi (oneri) finanziari netti

I **proventi finanziari netti** (151 milioni di euro) sono aumentati di 359 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 per effetto della variazione positiva della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati e della 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 +1,9 punti percentuali).

Proventi netti su partecipazioni

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 467 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (443 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power e Refining & Marketing; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (55 milioni di euro). I proventi sono stati in parte compensati 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). L'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 54 milioni di euro è dovuto essenzialmente al miglioramento del risultato delle partecipate del settore Gas & Power.

Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito** (5.547 milioni di euro) aumentano di 1.757 milioni di euro, pari al 46,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte di 2.794 milioni di euro. L'incremento di 4,4 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 45,3% al 49,7%) è connesso essenzialmente alla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production in Paesi a elevata fiscalità, nonché alla rilevazione di oneri per la definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela che ha comportato anche l'adeguamento delle imposte differite passive (91 milioni di euro).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (338 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (167 milioni di euro) e Saipem (157 milioni di euro). L'incremento di 19 milioni di euro è dovuto all'acquisto da parte di Saipem del 100% di Snamprogetti.

STATO PATRIMONIALE E RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di euro)	31.12.2005	31.03.2006	30.06.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 31.03.2006
Capitale immobilizzato	54.291	53.876	52.720	(1.571)	(1.156)
Capitale di esercizio netto	(3.568)	(4.988)	(5.423)	(1.855)	(435)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.045)	(1.040)	(9)	5
Capitale investito netto	49.692	47.843	46.257	(3.435)	(1.586)
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	41.552	39.863	646	(1.689)
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.291	6.394	(4.081)	103
Coperture	49.692	47.843	46.257	(3.435)	(1.586)
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.054	11.560	(1.438)	506
<i>a breve termine</i>	5.345	3.674	4.149	(1.196)	475
<i>a lungo termine</i>	7.653	7.380	7.411	(242)	31
Disponibilità, titoli e altri attivi finanziari	(2.523)	(4.763)	(5.166)	(2.643)	(403)
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.291	6.394	(4.081)	103

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2005 (cambio EUR/USD 1,271 al 30 giugno contro 1,180 al 31 dicembre, +7,7%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2006, una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 1.300 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 900 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 400 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 30 giugno 2006 ammonta a 46.257 milioni di euro con un decremento di 3.435 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005.

Il capitale immobilizzato (52.720 milioni di euro) diminuisce di 1.571 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 a seguito essenzialmente degli ammortamenti e delle svalutazioni di periodo (3.034 milioni di euro), solo in parte compensati dagli investimenti tecnici effettuati (3.054 milioni di euro), nonché dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Nel capitale immobilizzato sono comprese per un valore di libro pari a 654 milioni di euro le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della *branch* Venezuelana

della controllata Eni Dación BV. Come indicato nella relazione trimestrale al 31 marzo 2006 (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre") 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 con effetto dal 1° aprile 2006. 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 (-5.423 milioni di euro) diminuisce di 1.855 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto principalmente: (i) dell'incremento dei debiti tributari e fondo imposte netto in relazione allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e alla 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; (ii) della diminuzione del circolante commerciale in relazione alla stagionalità delle vendite, in particolare nei settori Gas & Power e

Refining & Marketing. Questi fattori sono stati parzialmente compensati dal pagamento del saldo delle imposte dovute per il 2005 dalle società residenti in Italia.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89,7% (90,9% al 31 dicembre 2005).

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2006 di 6.394 milioni di euro diminuisce di 4.081 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 essenzialmente per effetto del flusso di cassa generato dalla gestione (10.477 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, nonché degli incassi da dismissione (104 milioni di euro) e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 400 milioni di euro). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (3.118 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo 2005 (2.621 milioni di euro, di cui 2.401 milioni di euro da parte di Eni SpA riferiti al saldo del dividendo 2005); (iii) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (978 milioni di euro), della Snam Rete Gas SpA e della Saipem SpA (191 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2006 aumenta di 103 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2006 (6.291 milioni di euro) per effetto essenzialmente degli esborsi relativi agli investimenti tecnici di periodo (1.714 milioni di euro), al pagamento dei dividendi (2.621 milioni di euro) e all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (665 milioni di euro) e di Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA (156 milioni di euro), i cui effetti sono stati sostanzialmente compensati dal flusso di cassa generato dalla gestione (4.614 milioni di euro).

Rendiconto finanziario sintetico

Primo trimestre 2006	Secondo trimestre 2006		(milioni di euro)	
			Primo semestre 2005	2006
5.863	4.614	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	8.613	10.477
(1.340)	(1.714)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(3.206)	(3.054)
(19)	(45)	Investimenti in partecipazioni	(48)	(64)
	(2.621)	Pagamento del dividendo 2005	(3.623)	(2.621)
	(2.401)	di cui: Eni SpA	(3.384)	(2.401)
	(207)	Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA	(232)	(207)
(348)	(821)	Acquisto azioni proprie	(246)	(1.169)
(313)	(665)	di cui: Eni SpA	(228)	(978)
(35)	(156)	Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA	(18)	(191)
85	19	Incassi da dismissioni	294	104
(57)	465	Differenze cambio e altre variazioni	(752)	408
4.184	(103)	Diminuzione (aumento) dell'indebitamento finanziario netto	1.032	4.081

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 11.560 milioni di euro, di cui 4.149 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 436 milioni di euro) e 7.411 milioni di euro a lungo termine.

Il patrimonio netto al 30 giugno 2006 (39.863 milioni di euro) è aumentato di 646 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (5.613 milioni di euro) i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento del dividendo 2005, dall'acquisto di azioni proprie, e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 900 milioni di euro).

Al 30 giugno 2006 il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) è dello 0,16 rispetto allo 0,27 al 31 dicembre 2005.

Nel periodo 1° gennaio-30 giugno 2006 sono state acquistate 41,97 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 978 milioni di euro (in media 23,294 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 324 milioni di azioni proprie, pari all'8,09% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.249 milioni di euro (in media 16,210 euro per azione).

INVESTIMENTI TECNICI

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.167	1.153	(14)	(1,2)	Exploration & Production	2.220	2.114	(106)	(4,8)
256	259	3	1,2	Gas & Power	521	410	(111)	(21,3)
150	137	(13)	(8,7)	Refining & Marketing	216	232	16	7,4
39	24	(15)	(38,5)	Petrochimica	52	34	(18)	(34,6)
80	127	47	58,8	Ingegneria e Costruzioni	137	224	87	63,5
2	11	9	450,0	Altre attività	8	14	6	75,0
38	3	(35)	(92,1)	Corporate e società finanziarie	52	26	(26)	(50,0)
1.732	1.714	(18)	(1,0)	Investimenti tecnici	3.206	3.054	(152)	(4,7)

Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre 2006 ammontano a 3.054 milioni di euro, di cui il 90% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (2.114 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (1.711 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero (1.537 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo (174 milioni di euro) 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 (378 milioni di euro) hanno riguardato per l'87% le attività all'estero, in particolare Egitto, Nigeria, Stati Uniti e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente le aree della Sicilia *offshore*, della Pianura Padana e dell'Adriatico. Nel primo semestre 2006 gli investimenti tecnici diminui-

scono di 106 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (-4,8%) per effetto della riduzione degli investimenti di sviluppo essenzialmente per il completamento di importanti progetti in Libia (Bahr Essalam) e Angola (Blocco 15 e Benguela/Belize-Lobito/Tomboco) e per l'acquisto dell'ulteriore quota dell'1,85% del giacimento Kashagan avvenuto nel primo semestre 2005 (169 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita della ricerca esplorativa (più che raddoppiata) essenzialmente in Egitto e Nigeria.

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (410 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (203 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (67 milioni di euro); (iii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (78 milioni di euro), in particolare presso i siti di Ferrara e Brindisi. Nel primo semestre 2006 gli investimenti tec-

nici diminuiscono di 111 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (-21,3%) per effetto essenzialmente della finalizzazione del programma di espansione della capacità di generazione elettrica e della riduzione nel trasporto Italia.

Gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (232 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e di logistica in Italia (162 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 (35 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (32 milioni di euro).

Gli investimenti del settore Ingegneria e Costruzioni (224 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di conversione della nave cisterna Margaux in unità FPSO¹ 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 (34 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.

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, Egitto, Nigeria e Norvegia per effetto dell'entrata a regime della produzione dei giacimenti avviati nel 2005 e degli avvii effettuati nel 2006. Questi incrementi saranno parzialmen-

te assorbiti, oltre che dal declino naturale dei giacimenti maturi: (i) dalla minor produzione in Venezuela, dopo la risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di stato PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie nell'area di Dación, avvenuta con effetto dal 1° aprile 2006; (ii) dalle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali; (iii) dall'ancora parziale recupero della produzione nel Golfo del Messico dopo la stagione degli uragani; nonché (iv) dai problemi tecnici agli impianti di produzione verificatisi in Italia, Norvegia e Kazakhstan. 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 5% (94 miliardi di metri cubi nel 2005) per effetto dell'incremento atteso nei mercati del resto d'Europa, in particolare Germania e Austria, Penisola Iberica, Turchia e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in aumento di oltre il 9% (22,77 terawattora nel 2005) per effetto dell'avvio/entrata a regime di nuovi gruppi di potenza presso i siti di Brindisi e di Mantova, le cui maggiori produzioni saranno parzialmente assorbite dagli effetti delle manutenzioni programmate nelle centrali di Ravenna e Ferrera Erbognone;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione per effetto essenzialmente delle manutenzioni nelle raffinerie di Sannazzaro e Livorno, a fronte degli aumenti attesi su Gela e Venezia. È previsto il pieno impiego della capacità bilanciata;
- **vendite di prodotti petroliferi:** in Italia le vendite sulla rete a marchio Agip sono previste sostanzialmente stabili. Nel resto d'Europa prosegue il *trend* di crescita dei volumi: in particolare sono previste maggiori vendite in Spagna, Francia ed Europa Centro Orientale, anche per effetto della realizzazione/acquisto di stazioni di servizio.

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di 9,1 miliardi di euro in crescita del 23% 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 traspor-

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

to del gas naturale. È previsto in aumento anche il settore Ingegneria e Costruzioni (+82%) 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 prima trimestrale 2006 (9,7 miliardi di euro) è dovuta essenzialmente alla differente assunzione del rapporto di cambio euro/dollaro.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

Lo Stato algerino ha in corso una riforma della fiscalità delle imprese petrolifere che, per la parte già in vigore, non modifica direttamente il regime fiscale dei contratti esistenti (*Production Sharing Agreement* - "PSA") di cui sono parti le compagnie straniere presenti nel Paese. Tuttavia la compagnia di Stato Sonatrach ha chiesto a Eni

e/o agli operatori delle *joint venture* di cui Eni fa parte la rinegoziazione dei termini dei PSA tra essi esistenti, motivandola con la necessità di ricondurre tali contratti all'equilibrio economico originario che Sonatrach ritiene sia stato modificato a suo danno a seguito dell'introduzione a suo carico di nuovi oneri fiscali. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile. Inoltre il Governo algerino ha di recente approvato una proposta di modifica dell'attuale legge petrolifera che prevede, tra l'altro, l'introduzione a carico delle compagnie straniere firmatarie degli esistenti PSA di un'imposta aggiuntiva applicabile nel caso in cui le quotazioni del petrolio superino i 30 USD per barile. La proposta di legge dovrà essere approvata dal Parlamento ed essere poi dettagliata tramite successivi decreti di attuazione. Non è quindi al momento possibile una stima degli eventuali maggiori oneri tributari.

Andamento dei principali settori di attività

EXPLORATION & PRODUCTION

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
5.437	7.045	1.608	29,6	Ricavi	10.054	14.459	4.405	43,8
2.776	4.090	1.314	47,3	Utile operativo	5.349	8.398	3.049	57,0
128	132	4		Esclusione <i>special item</i>	159	75	(84)	
2.904	4.222	1.318	45,4	Utile operativo adjusted	5.508	8.473	2.965	53,8

Primo semestre

L'utile operativo del primo semestre di 8.398 milioni di euro aumenta di 3.049 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+57%) per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +36,3%; gas naturale +21,5%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi (12,4 milioni di boe, pari al 4,2%); (iii) dell'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 370 milioni di euro), in parte riferito alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente 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 a fenomeni inflattivi; (ii) dai maggiori costi di ricerca esplorativa. Gli *special item* del semestre, rappresentati da oneri netti di 75 milioni di euro, si riferiscono a svalutazioni di attività minerarie (132 milioni di euro) in parte assorbite da plusvalenze conseguite nella vendita di *asset* minerari (57 milioni di euro). Nel primo semestre 2005 gli *special item* riguardano essenzialmente svalutazioni di *asset*.

Secondo trimestre					Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.725	1.748	23	1,3	Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.714	1.787	73	4,3
268	237	(31)	(11,6)	Italia	267	242	(25)	(9,4)
465	555	90	19,4	Africa Settentrionale	449	548	99	22,0
326	368	42	12,9	Africa Occidentale	326	375	49	15,0
286	284	(2)	(0,7)	Mare del Nord	288	291	3	1,0
380	304	(76)	(20,0)	Resto del mondo	384	331	(53)	(13,8)
153,4	154,1	0,7	0,5	Produzione venduta ⁽¹⁾ (milioni di boe)	301,4	313,6	12,2	4,0

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

Nel primo semestre 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.787 mila barili di petrolio equivalente (boe) aumenta di 73 mila boe rispetto al primo semestre 2005 (+4,3%) per effetto della crescita per linee interne registrata in particolare in Libia, Angola ed Egitto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla minore attribuzione di produzione (-32 mila

boe/giorno) nei *PSA*² e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile; (ii) dalla 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 (-29 mila barili/giorno); (iii) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia

(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*.

(gas naturale); (iv) dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali, degli uragani nel Golfo del Messico e di problemi tecnici agli impianti di produzione verificatisi in Norvegia, Italia e Kazakhstan. L'aumento si eleva al 6,1% se si esclude l'effetto prezzo nei PSA e nei contratti di *buy-back*. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'86% (84% nel primo semestre 2005).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.099 mila barili) è in linea rispetto al primo semestre 2005 (-0,5%). Le diminuzioni hanno riguardato: (i) il Venezuela, a seguito 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; (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; (iv) il Kazakhstan, per effetto degli interventi di manutenzione sulle *facility* del giacimento Karachaganak; (v) gli Stati Uniti, a seguito dell'impatto residuo degli uragani verificatisi nel quarto trimestre 2005. Gli aumenti hanno riguardato: (i) l'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) la Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento *offshore* Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); (iii) l'Algeria, per la crescita produttiva del giacimento Rod e satelliti (Eni operatore con il 63,96%).

La produzione giornaliera di gas naturale (688 mila boe) è aumentata di 78 mila boe rispetto al primo semestre 2005, pari al 12,8%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in: (i) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bahr Essalam (Eni 50%); (ii) Egitto, per effetto dell'entrata a regime della piattaforma el Temsah 4 e del giacimento Barboni nell'*offshore* del Delta del Nilo e 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%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi, e dagli impatti degli uragani nel Golfo del Messico.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 313,6 milioni di boe. La differenza rispetto alla produzione di 9,8 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (9,1 milioni di boe).

Secondo trimestre

L'utile operativo del secondo trimestre di 4.090 milioni di euro aumenta di 1.314 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (+47,3%) per effetto essenzialmente dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +39,3%; gas naturale +18,7%) parzialmente assorbito dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti nonché dai maggiori costi di ricerca esplorativa.

Gli *special item* del secondo trimestre (132 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

Nel secondo trimestre 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.748 mila boe aumenta di 23 mila boe rispetto al secondo trimestre 2005 (+1,3%) per effetto della crescita per linee interne registrata in particolare in Libia, Angola ed Egitto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato venezuelano *Petróleos de Venezuela SA* (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto dal 1° aprile 2006 (-58 mila barili/giorno); (ii) dalla minore attribuzione di produzione (-36 mila boe/giorno) nei PSA e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile; (iii) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia (gas naturale); (iv) dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali, degli uragani nel Golfo del Messico e di problemi tecnici agli impianti di produzione verificatisi in Norvegia, Italia e Kazakhstan. L'aumento si eleva al 3,4% se si esclude l'effetto prezzo nei PSA e nei contratti di *buy-back*.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.056 mila barili) è diminuita di 51 mila barili (-4,6%) a seguito delle riduzioni registrate essenzialmente in Venezuela, Nigeria, Italia e Kazakhstan, i cui effetti sono stati compensati dagli aumenti registrati essenzialmente in 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 in Libia per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bahr Essalam.

La produzione giornaliera di gas naturale (692 mila boe) è aumentata di 74 mila boe, pari al 12%, a seguito essenzialmente degli aumenti registrati in Libia (entrata a regime di Bahr Essalam), Egitto (entrata a regime di el Temsah e Barboni e crescita delle forniture all'impianto GNL di Damietta), Nigeria (*start-up* treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), Australia (*start-up* fase gas di Bayu Undan), Croazia (*start-up* dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K – Eni 50%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni in particolare in Italia, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi, e dagli impatti degli uragani nel Golfo del Messico.

GAS & POWER

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
4.500	5.799	1.299	28,9	Ricavi	11.162	14.933	3.771	33,8
592	708	116	19,6	Utile operativo	2.155	1.907	(248)	(11,5)
22	10	(12)		Esclusione utile di magazzino	(30)	(20)	10	
614	718	104	16,9	Utile operativo a valori correnti	2.125	1.887	(238)	(11,2)
24	73	49		Esclusione <i>special item</i>	48	107	59	
638	791	153	24,0	Utile operativo <i>adjusted</i>	2.173	1.994	(179)	(8,2)

Primo semestre

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre di 1.887 milioni di euro diminuisce di 238 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (-11,2%) a causa essenzialmente: (i) della flessione dei margini di vendita del gas naturale per effetto del regime regolatorio della delibera n. 248/2004³ dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'andamento favorevole dei parametri energetici presi a riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita e di acquisto del gas naturale, in particolare nel secondo trimestre, connesso anche al differente periodo temporale di riferimento dei contratti principalmente nel settore termoelettrico; (ii) dei maggiori costi di approvvigionamento del gas in relazione all'emergenza climatica della stagione invernale 2006; (iii) della riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+2,60 miliardi di metri cubi, pari al 6,1%) inclusi gli autoconsumi; (ii) dall'aumento del risultato operativo dell'attività di trasporto estero connesso essenzialmente ai maggiori volumi trasporta-

ti in particolare per l'entrata a regime del gasdotto libico Greenstream.

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo di 84 milioni di euro con un aumento di 29 milioni di euro, pari al 52,7% dovuto essenzialmente alla crescita della produzione venduta di energia elettrica (+1,87 terawattora, pari al 17,7%).

Gli *special item* del semestre (107 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività immateriali, accantonamenti di natura ambientale e oneri per incentivazione esodi. Nel primo semestre 2005 gli *special item* (48 milioni di euro) riguardano essenzialmente oneri diversi.

Nel primo semestre 2006 le vendite di gas naturale (49,45 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 2,86 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2005, pari al 6,1%, per effetto essenzialmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+2,36 miliardi di metri cubi, pari al 14,9%) e negli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (0,49 miliardi di metri cubi, pari al 18,9%).

(3) Vedi di seguito.

Secondo trimestre				Primo semestre				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)				
10,29	9,99	(0,30)	(2,9)	Italia a terzi ⁽¹⁾	27,28	27,46	0,18	0,7
1,61	1,67	0,06	3,7	Grossisti (aziende di vendita)	6,91	6,73	(0,18)	(2,6)
0,48	0,54	0,06	12,5	Gas release	1,07	1,13	0,06	5,6
8,20	7,78	(0,42)	(5,1)	Clienti finali	19,30	19,60	0,30	1,6
2,91	3,29	0,38	13,1	Industriali	6,23	7,09	0,86	13,8
4,44	3,63	(0,81)	(18,2)	Termoelettrici	8,40	7,90	(0,50)	(6,0)
0,85	0,86	0,01	1,2	Residenziali	4,67	4,61	(0,06)	(1,3)
1,34	1,61	0,27	20,1	Autoconsumi ⁽¹⁾	2,59	3,08	0,49	18,9
5,03	5,91	0,88	17,5	Resto d'Europa ⁽¹⁾	12,36	14,48	2,12	17,2
0,33	0,21	(0,12)	(36,4)	Extra Europa	0,56	0,37	(0,19)	(33,9)
16,99	17,72	0,73	4,3	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	42,79	45,39	2,60	6,1
1,53	1,65	0,12	7,8	Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	3,80	4,06	0,26	6,8
0,01	0,00	(0,01)	..	Italia ⁽¹⁾	0,04	0,01	(0,03)	(75,0)
1,36	1,38	0,02	1,5	Resto d'Europa ⁽¹⁾	3,47	3,71	0,24	6,9
0,16	0,27	0,11	68,8	Extra Europa	0,29	0,34	0,05	17,2
18,52	19,37	0,85	4,6	Totale vendite e autoconsumi gas naturale (miliardi di metri cubi)	46,59	49,45	2,86	6,1
21,09	21,63	0,54	2,6	Trasporto di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)	44,79	46,52	1,73	3,9
13,10	13,91	0,81	6,2	Per conto Eni	28,46	30,03	1,57	5,5
7,99	7,72	(0,27)	(3,4)	Per conto terzi	16,33	16,49	0,16	1,0
5,57	6,00	0,43	7,7	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	10,55	12,42	1,87	17,7
19,50	20,44	0,94	4,8	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	48,71	51,82	3,11	6,4
18,03	18,89	0,86	4,8	G&P in Europa ⁽¹⁾	45,74	48,74	3,00	6,6
1,47	1,55	0,08	5,4	Upstream in Europa	2,97	3,08	0,11	3,7

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia delle società consolidate (27,46 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,18 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2005, pari allo 0,7%, per effetto essenzialmente dell'incremento registrato nelle vendite al settore industriale (0,86 miliardi di metri cubi), dovuto al maggior numero di clienti serviti, solo in parte assorbito dalla flessione delle forniture ai settori termoelettrico (-0,50 miliardi di metri cubi), dovuta prevalentemente all'uso autorizzato dell'olio combustibile a seguito dell'emergenza invernale, e grossisti (-0,18 miliardi di metri cubi). Le vendite Gas release⁴ (1,13 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,06 miliardi di metri cubi.

Gli autoconsumi⁵ (3,08 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,49 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2005, pari al 18,9%, per effetto essenzialmente dei maggiori consumi di EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (14,48 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,12 miliardi di metri cubi, pari al 17,2%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+1,19 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+0,68 miliardi di metri cubi); (iii) in Francia, nelle forniture a clienti industriali (+0,33

(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.

miliardi di metri cubi); (iv) in Germania e Austria (+0,26 miliardi di metri cubi), nelle vendite a Gaz de France e nelle forniture alla collegata GVS (Eni 50%).

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 3,71 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,24 miliardi di metri cubi, riferito principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare: (i) la GVS (Eni 50%) con 1,80 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 1,03 miliardi di metri cubi; (iii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 0,81 miliardi di metri cubi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia (16,49 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,16 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2005, pari all'1%.

La produzione venduta di energia elettrica (12,42 terawattora) è aumentata di 1,87 terawattora, pari al 17,7%, per effetto delle maggiori produzioni delle centrali di Brindisi (+2,05 terawattora) e Mantova (+1,12 terawattora) solo in parte assorbite dagli effetti delle fermate per manutenzioni programmate nelle centrali di Ferrera Erbognone e Ravenna.

Secondo trimestre

L'utile operativo a valori correnti del secondo trimestre di 718 milioni di euro aumenta di 104 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (+16,9%) per effetto essenzialmente: (i) della crescita dei margini di vendita del gas naturale a seguito 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 principalmente nel settore termoelettrico, parzialmente assorbita dall'effetto negativo del regime regolatorio della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (ii) della crescita dei volumi nelle vendite di gas naturale delle società consolidate (+0,73 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%) inclusi gli autoconsumi; (iii) dell'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.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato operativo dell'attività di trasporto Italia connesso essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario introdotto dalla delibera n. 166/2005.

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo di 45 milioni di euro con un aumento di 5

milioni di euro, pari al 12,5%, dovuto essenzialmente alla crescita della produzione venduta di energia elettrica (+0,43 terawattora, pari al 7,7%) in parte assorbita dalla 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.

Gli *special item* del secondo trimestre (73 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività immateriali e accantonamenti di natura ambientale. Nel secondo trimestre 2005 gli *special item* (24 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti di natura ambientale.

Nel secondo trimestre 2006, le vendite di gas naturale (19,37 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 0,85 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2005, pari al 4,6%, in particolare per effetto della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+0,90 miliardi di metri cubi, pari al 14,1%) e negli autoconsumi per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (0,27 miliardi di metri cubi, pari al 20,1%), solo parzialmente assorbita dalla flessione delle vendite in Italia (-0,30 miliardi di metri cubi, pari al 2,9%).

La riduzione delle vendite in Italia riflette essenzialmente le minori forniture al settore termoelettrico (-0,81 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dall'incremento delle vendite ai settori industriale (0,38 miliardi di metri cubi) e grossisti (0,06 miliardi di metri cubi), nonché alle maggiori vendite *Gas release* (0,06 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (5,91 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,88 miliardi di metri cubi, pari al 17,5%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+0,58 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+0,31 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 1,38 miliardi di metri cubi sostanzialmente invariate rispetto al secondo trimestre 2005.

La produzione venduta di energia elettrica (6 terawattora) è aumentata di 0,43 terawattora, pari al 7,7%, principalmente per le maggiori produzioni degli stabilimenti di Brindisi (+0,98 terawattora) e Mantova (0,29 terawattora) solo in parte assorbite dagli effetti delle fermate dei gruppi della centrale di Ferrera Erbognone.

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibere n. 248/2004 e n. 134/2006 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera n. 248 del 29 dicembre 2004, integrata e modificata dalla delibera n. 134 del 28 giugno 2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha modificato la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera n. 195/2002 nella determinazione delle tariffe da applicare ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati "non idonei" in base al D.Lgs. n. 164/2000 (essenzialmente i clienti del settore civile/residenziale). Le principali modifiche introdotte sono le seguenti: (i) variazioni della componente materia prima ridotte a valori pari: a) al 75%, qualora le quotazioni del Brent siano inferiori a 20 dollari/barile o comprese nell'intervallo 35-60 dollari/barile, e b) al 95% qualora le quotazioni del Brent siano superiori ai 60 dollari/barile (cosiddetta clausola di salvaguardia); nella versione originale della delibera n. 248/2004 la riduzione al 75% delle variazioni della materia prima si applicava per quotazioni del Brent inferiori a 20 dollari/barile o superiori a 35 dollari/barile; (ii) la rettifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni determinano l'adeguamento del costo della materia prima qualora superiori o inferiori alla soglia di invarianza del 2,5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente; (iii) l'introduzione nell'indice di riferimento del greggio Brent *dated* in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) il riconoscimento introdotto dalla delibera n. 134/2006 agli esercenti attività di vendita di un corrispettivo aggiuntivo in forma fissa, quantificato in 1,5 centesimi di euro/metro cubo; (v) la riduzione del valore del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso nella misura di 0,26 centesimi di euro/metro cubo. Inoltre gli esercenti attività di vendita che forniscono gas ai grossisti in virtù di contratti in essere alla data di entrata in vigore della delibera n. 248/2004 che non prevedono clausole di aggiornamento o di revisione dei prezzi in caso di modifiche delle condizioni economiche di fornitura, hanno l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni contrattuali coerenti con la nuova disciplina di aggiornamento del costo della materia prima. Le modifiche al meccanismo di indicizzazione introdotte dalla delibera n. 134/2006 si applicano a partire dal 1° luglio 2006 per un periodo di due anni con la possibilità di proroga per un altro anno su decisione dell'Autorità.

La delibera n. 134/2006 a partire dal 1° ottobre 2006 limita l'obbligo a carico degli esercenti l'attività di vendita di offrire condizioni economiche calcolate sulla base di

criteri definiti dall'Autorità, a beneficio dei soli clienti domestici con consumi annui inferiori a 200.000 metri cubi di gas.

La delibera n. 134/2006 oltre a modificare/integrare la delibera n. 248/2004 dispone: (i) misure transitorie per il riconoscimento di eventuali maggiori costi d'importazione relativi ad approvvigionamenti spot nel prossimo periodo invernale gennaio-marzo 2007; (ii) il riconoscimento di un parziale conguaglio del rimborso dovuto ai clienti finali per i maggiori importi fatturati nel 2005 dalle imprese di vendita; (iii) l'obbligo a carico delle imprese di vendita, limitatamente ai contratti di compravendita all'ingrosso stipulati successivamente alla data di entrata in vigore della delibera n. 248/2004, di offrire ai propri clienti condizioni economiche coerenti con la nuova disciplina di aggiornamento del costo della materia prima entro il 30 novembre 2006 dandone comunicazione all'Autorità entro il 31 dicembre 2006. Con successivo provvedimento l'Autorità definirà le modalità di riconoscimento alle imprese che adempiono a tale obbligo di un importo pari al 50% della differenza per l'anno 2005 tra l'aggiornamento del costo della materia prima calcolato in base alla disciplina della delibera n. 248/2004 e quello calcolato in base alla disciplina previgente (ex delibera n. 195/2002). Qualora l'Autorità ritenesse adempiuto l'obbligo di rinegoziazione, l'ammontare accantonato nel bilancio 2005 a fronte della stima del probabile impatto negativo della nuova disciplina di indicizzazione (225 milioni di euro) risulterebbe parzialmente eccedente.

È pendente innanzi al Consiglio di Stato il ricorso in appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas contro la sentenza con la quale il TAR per la Lombardia ha annullato la delibera 248/2004 nei confronti di Eni, ritenendola illegittima. Tuttavia alla luce delle motivazioni in base alle quali il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità nei confronti di un'altra impresa di vendita del gas, Eni ritiene che l'esito del giudizio innanzi al Consiglio di Stato possa risultare sfavorevole. Tenuto conto dell'elevato livello delle quotazioni del petrolio Brent rispetto al 2005 e del fatto che le correzioni migliorative per il venditore introdotte dalla delibera 134/2006 decorrono dal luglio 2006 e non comprendono quindi il primo semestre dell'anno, l'impatto negativo del nuovo regime di indicizzazione sui margini di vendita del gas nell'esercizio 2006 sarà prevedibilmente più elevato rispetto a quello dell'esercizio precedente, non considerando eventuali proventi derivanti da eccedenze di quanto accantonato nell'esercizio 2005, come precedentemente richiamato.

REFINING & MARKETING

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
7.846	10.166	2.320	29,6	Ricavi	14.747	19.446	4.699	31,9
596	366	(230)	(38,6)	Utile operativo	865	455	(410)	(47,4)
(316)	(207)	109		Esclusione utile di magazzino	(459)	(254)	205	
280	159	(121)	(43,2)	Utile operativo a valori correnti	406	201	(205)	(50,5)
55	31	(24)		Esclusione <i>special item</i>	81	78	(3)	
335	190	(145)	(43,3)	Utile operativo adjusted	487	279	(208)	(42,7)

Primo semestre

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre di 201 milioni di euro diminuisce di 205 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (-50,5%) a causa essenzialmente: (i) della flessione del margine di raffinazione (-1,16 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 21%) i cui effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie in Italia a causa di manutenzioni programmate e degli inconvenienti tecnici (in particolare della raffineria di terzi di Priolo); (iii) 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, nonché della pressione competitiva e della dismissione della Italiana Petroli ceduta nel settembre 2005. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del risultato delle attività in Europa.

Gli *special item* del semestre (78 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e a oneri per incentivazione all'esodo. Nel primo semestre 2005 gli *special item* (81 milioni di euro) riguardavano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale.

Secondo trimestre				(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
9,77	9,40	(0,37)	(3,8)	Lavorazioni in conto proprio	18,21	18,01	(0,20)	(1,1)
12,51	12,55	0,04	0,3	Vendite	24,81	24,87	0,06	0,2
2,20	2,20	-	-	Rete Italia a marchio Agip	4,26	4,26	-	-
0,50	-	(0,50)	(100,0)	Rete Italia a marchio IP	0,96	-	(0,96)	(100,0)
0,94	0,95	0,01	1,1	Rete resto d'Europa	1,77	1,82	0,05	2,8
2,54	2,48	(0,06)	(2,4)	Extrarete Italia	5,07	5,02	(0,05)	(1,0)
1,06	1,15	0,09	8,5	Extrarete estero	2,16	2,28	0,12	5,6
0,96	1,03	0,07	7,3	di cui extrarete resto d'Europa	1,96	2,06	0,10	5,1
5,27	5,77	0,50	9,5	Altre vendite	10,59	11,49	0,90	8,5

Nel primo semestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (18,01 milioni di tonnellate) hanno subito una lieve flessione rispetto al primo semestre 2005 (-1,1%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Sannazzaro, Livorno e Taranto, in particolare a causa di fermate per manutenzione, e per l'incidente occorso alla raffineria di terzi di Priolo; queste riduzioni sono state in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Gela e Venezia.

Nel primo semestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (24,87 milioni di tonnellate) sono aumentate di 60 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2005, pari allo 0,2%, per effetto essenzialmente della crescita sui mercati rete ed extrarete del resto d'Europa (150 mila tonnellate), parzialmente assorbita dalla flessione registrata sul mercato extrarete in Italia (-50 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione della Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-960 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 e nel resto d'Europa di 6,08 milioni di tonnellate sono aumentate di 50 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2005 (+0,8%).

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia (4,26 milioni di tonnellate) sono rimaste invariate. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa sono aumentate di 50 mila tonnellate, pari al 2,8%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Spagna ed Europa Centro Orientale in relazione in particolare all'acquisizione/convenzionamenti di stazioni di servizio.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (5,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate rispetto al primo semestre 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 5,1% per effetto dei maggiori volumi venduti in Spagna e Germania.

Secondo trimestre

L'utile operativo a valori correnti del secondo trimestre di 159 milioni di euro diminuisce di 121 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005 (-43,2%) a causa essenzialmente: (i) della flessione del margine di raffinazione (-1,01 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 14,9%); (ii) dell'impatto delle maggiori fermate delle raffinerie a causa di manutenzioni programmate e degli inconvenienti tecnici (in particolare della raffineria di terzi di Priolo); (iii) 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, nonché della pressione competitiva e della dismissione della Italiana Petroli ceduta nel settembre del 2005. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del risultato delle attività in Europa.

Gli *special item* del trimestre (31 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale e oneri per incentivazione all'esodo. Nel secondo trimestre 2005 gli *special item* (55 milioni di euro) riguardavano accantonamenti al fondo rischi di natura ambientale.

Nel secondo trimestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (9,40 milioni di tonnellate) sono diminuite rispetto al primo trimestre 2005 (-3,8%) per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Sannazzaro e Priolo, solo in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Venezia e Livorno.

Nel secondo trimestre 2006 le vendite di prodotti petroliferi (12,55 milioni di tonnellate) sono aumentate di 40 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2005, pari allo 0,3%, per effetto essenzialmente della crescita sui mercati rete ed extrarete del resto d'Europa (80 mila tonnellate), parzialmente assorbite dalle minori vendite sul mercato extrarete in Italia (-60 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione dell'Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-502 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 (2,2 milioni di tonnellate) sono rimaste invariate. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa sono aumentate di 10 mila tonnellate, pari all'1,1%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Spagna, Francia e Repubblica Ceca in relazione in particolare all'acquisizione/convenzionamenti di stazioni di servizio effettuata nel 2005.

PETROLCHIMICA

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.465	1.612	147	10,0	Ricavi	2.999	3.340	341	11,4
58	30	(28)	(48,3)	Utile operativo	216	69	(147)	(68,1)
(8)	(44)	(36)		Esclusione utile di magazzino	(7)	(61)	(54)	
50	(14)	(64)		Utile operativo a valori correnti	209	8	(201)	(96,2)
21	19	(2)		Esclusione <i>special item</i>	21	20	(1)	
71	5	(66)	(93,0)	Utile operativo adjusted	230	28	(202)	(87,8)

Primo semestre

L'utile operativo a valori correnti di 8 milioni di euro diminuisce di 201 milioni di euro (-96,2%) rispetto al primo semestre del 2005 per effetto essenzialmente della riduzione dei margini unitari, in particolare il margine del *cracker* e i *business* intermedi e stirenici, dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera più accentuato di quello registrato dai prezzi di vendita, nonché dall'impatto sulle produzioni derivante dall'inci-

dente 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* del semestre (20 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi. Nel primo semestre 2005 gli *special item* (21 milioni di euro) riguardavano sostanzialmente svalutazioni di *asset*.

Secondo trimestre				(migliaia di tonnellate)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.711	1.640	(71)	(4,1)	Produzioni	3.579	3.555	(24)	(0,7)
1.301	1.274	(27)	(2,1)	Vendite	2.673	2.680	7	0,3
708	667	(41)	(5,8)	Petrolchimica di base	1.519	1.420	(99)	(6,5)
252	255	3	1,2	Stirenici ed elastomeri	518	515	(3)	(0,6)
341	352	11	3,2	Polietileni	636	745	109	17,1

Nel primo semestre 2006 le vendite di prodotti petrolchimici (2.680 mila tonnellate) sono in linea rispetto al primo semestre del 2005 (+0,3%). Gli aumenti sono stati registrati nei *business* polietileni (+17,1%) e aromatici (riferito agli xileni in crescita del 19,5%) per effetto del buon andamento della domanda. Le diminuzioni hanno riguardato: (i) il *business* della chimica di base (-6,5%), in particolare le olefine (-8%) e il benzolo (-40%) a causa della minore disponibilità di prodotto per la fermata del *cracker* di Priolo in relazione all'incidente occorso a fine aprile all'adiacente raffineria; (ii) il *business* stirenici (-2%), per effetto della chiusura dell'impianto di produzione di ABS di Ravenna all'inizio del secondo trimestre 2005 e della debolezza della domanda.

Le produzioni (3.555 mila tonnellate) sono in linea rispetto al primo semestre del 2005 (-0,7%). La minor produzione del *cracker* di Priolo dovuta alla fermata della raffineria è stata parzialmente compensata dalle maggiori produzioni dei *cracker* di Dunkerque, Porto Marghera e a Sarroch.

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre 2006 il settore registra la perdita operativa a valori correnti di 14 milioni di euro con un peggioramento di 64 milioni di euro rispetto al secondo trimestre del 2005 per effetto essenzialmente della riduzione dei margini unitari, in particolare il margine del *cracker* e i *business* intermedi e stirenici, 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* del trimestre (19 milioni di euro) riguardano essenzialmente accantonamenti al fondo rischi. Nel secondo trimestre 2005 gli *special item* (21 milioni di euro) riguardavano sostanzialmente svalutazioni di *asset*.

Nel secondo trimestre le vendite di prodotti petrolchimici (1.274 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 27 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2005 (-2,1%), essenzialmente le olefine (-9,6%) e il benzolo (-70%) per effetto della minore disponibilità di prodotto dovuta alla fermata del *cracker* di Priolo derivante dall'incidente occorso alla raffineria. Questi impatti negativi sulle vendite sono stati parzialmente compensati dal buon andamento delle vendite registrato nei *business* aromatici (xileni), intermedi ed elastomeri in relazione alla crescita della domanda.

Le produzioni (1.640 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 71 mila tonnellate, pari al 4,1%, in particolare per la fermata del *cracker* di Priolo, parzialmente compensata dalla crescita registrata su Porto Marghera e Dunkerque.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.196	1.769	573	47,9	Ricavi	2.356	3.080	724	30,7
53	133	80	150,9	Utile operativo	112	211	99	88,4
				Esclusione <i>special item</i>				
53	133	80	150,9	Utile operativo adjusted	112	211	99	88,4

Primo semestre

L'utile operativo del primo semestre di 211 milioni di euro aumenta di 99 milioni di euro rispetto al primo semestre 2005 (+88,4%). In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) Costruzioni terra, a seguito dell'incremento del volume d'affari connesso essenzialmente all'avvio di alcuni grandi progetti acquisi-

ti nel 2005; (ii) Costruzioni mare, a seguito della maggiore attività nell'area del Caspio; (iii) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato le piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 5 e della maggiore operatività del *jack-up* Perro Negro 5 e della piattaforma semisommersibile Scarabeo 4.

(milioni di euro)	Primo semestre			
	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti ⁽¹⁾	5.065	5.970	905	17,9
Costruzioni mare	1.608	1.814	206	12,8
Costruzioni terra	3.239	3.157	(82)	(2,5)
Perforazioni mare	139	923	784	564,0
Perforazioni terra	79	76	(3)	(3,8)
Eni	443	1.343	900	203,2
Terzi	4.622	4.627	5	0,1
Italia	325	763	438	134,8
Esteri	4.740	5.207	467	9,9

(milioni di euro)	31.12.2005	30.6.2006	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini ⁽¹⁾	10.122	12.455	2.333	23,0
Costruzioni mare	3.721	4.097	376	10,1
Costruzioni terra	5.721	6.970	1.249	21,8
Perforazioni mare	382	1.132	750	196,3
Perforazioni terra	298	256	(42)	(14,1)
Eni	695	1.693	998	143,6
Terzi	9.427	10.762	1.335	14,2
Italia	1.209	1.513	304	25,3
Esteri	8.913	10.942	2.029	22,8

(1) Include il progetto Bonny per un ammontare pari a 5 milioni di euro di acquisito e 122 milioni di euro sul portafoglio ordini.

Tra le principali acquisizioni del primo semestre 2006 si segnalano:

- il contratto di tipo *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di due treni di separazione di gas e greggio della capacità complessiva di 500.000 barili/giorno e *facility* di produzione, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* Khursaniyah in Arabia Saudita;
- il contratto della durata di 39 mesi per l'impiego nel Mare del Nord della piattaforma semisommersibile di perforazione Scarabeo 5 per conto di Statoil;
- il contratto di tipo *EPIC*, in *joint venture* con la società pakistana Descon Engineering Ltd, per la posa di condotte, di cavi elettrici e in fibra ottica che collegheranno l'impianto di trattamento con i giacimenti di Gbaran in Nigeria per conto della Shell;

- il contratto di tipo *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione delle *facility* di pompaggio di acqua marina per l'iniezione nel giacimento Khurais in Arabia Saudita;
- il contratto di tipo *EPC*, in *joint venture* con la società canadese SNAC-Lavalin, per la realizzazione di un impianto di GNL a linea singola della capacità giornaliera di 28 milioni di metri cubi presso Saint-John in Canada per conto di Canaport LNG Ltd Partnership. I lavori comprenderanno anche la realizzazione delle strutture di stoccaggio dei liquidi, le nuove infrastrutture portuali e la fornitura di servizi complementari.

Gli ordini acquisiti (5.970 milioni di euro) hanno riguardato per l'87% lavori da realizzare all'estero e per il 22% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 giugno 2006 è di 12.455 milioni di euro (10.122 milioni di euro al 31 dicembre 2005); l'88% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 14% riguarda lavori assegnati da imprese di Eni.

Secondo trimestre

L'utile operativo del secondo trimestre di 133 milioni di euro aumenta di 80 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2005. In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) Costruzioni terra, a seguito dell'incremento del volume d'affari connesso essenzialmente all'avvio di alcuni grandi progetti acquisiti nel 2005; (ii) Costruzioni mare, a seguito della maggiore attività nell'area del Caspio; (iii) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato le piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 5 e della maggiore operatività della piattaforma semisommersibile Scarabeo 4 e del *jack-up* Perro Negro 5.

Riconduzione degli utili *reported* 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'applica-

zione 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 inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

I componenti reddituali sono classificati tra gli *special item*, se significativi, quando non frequenti o inusuali; tuttavia alcuni componenti reddituali non rappresentativi della normale attività del *business*, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché quelli derivanti dalla valutazione o dalla dismissione di *asset*, sono qualificati come *special item* anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi.

(milioni di euro)

	Primo semestre 2006								Gruppo
	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	
Utile operativo <i>reported</i>	8.398	1.907	455	69	211	(216)	(142)	(140)	10.542
Esclusione utile di magazzino		(20)	(254)	(61)					(335)
Utile operativo a valori correnti	8.398	1.887	201	8	211	(216)	(142)	(140)	10.207
Esclusione <i>special item</i>:									
oneri ambientali		39	61			52			152
svalutazioni	132	51	1			4			188
plusvalenze su razionalizzazione portafoglio	(57)								(57)
accantonamenti a fondo rischi			3	20		22			45
oneri per esodi agevolati		17	11	1		1	12		42
altro			2	(1)		9			10
<i>Special item</i> dell'utile operativo	75	107	78	20		88	12		380
Utile operativo <i>adjusted</i>	8.473	1.994	279	28	211	(128)	(130)	(140)	10.587
Utile netto di competenza Eni <i>reported</i>									5.275
Esclusione utile di magazzino									(210)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									5.065
Esclusione <i>special item</i>									372
Utile netto di competenza Eni <i>adjusted</i>									5.437

(milioni di euro)

	Primo semestre 2005								Gruppo
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	
Utile operativo reported	5.349	2.155	865	216	112	(259)	(211)	(66)	8.161
Esclusione utile di magazzino		(30)	(459)	(7)					(496)
Utile operativo a valori correnti	5.349	2.125	406	209	112	(259)	(211)	(66)	7.665
Esclusione special item:									
oneri ambientali		22	62			94	46		224
svalutazioni	158			18		4			180
accantonamenti a fondo rischi			17	5		43			65
oneri per esodi agevolati	1	3	7				11		22
altro		23	(5)	(2)		9			25
Special item dell'utile operativo	159	48	81	21		150	57		516
Utile operativo adjusted	5.508	2.173	487	230	112	(109)	(154)	(66)	8.181
Utile netto di competenza Eni reported									
									4.343
Esclusione utile di magazzino									(311)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									
									4.032
Esclusione special item									
									377
Utile netto di competenza Eni adjusted									
									4.409

(milioni di euro)

	Secondo trimestre 2006								Gruppo
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	
Utile operativo reported	4.090	708	366	30	133	(151)	(91)	(138)	4.947
Esclusione utile di magazzino		10	(207)	(44)					(241)
Utile operativo a valori correnti	4.090	718	159	(14)	133	(151)	(91)	(138)	4.706
Esclusione special item:									
oneri ambientali		19	17			52			88
svalutazioni	132	51	1			1			185
accantonamenti a fondo rischi			2	18		22			42
oneri per esodi agevolati		3	6	1		1	7		18
altro			5			10			15
Special item dell'utile operativo	132	73	31	19		86	7		348
Utile operativo adjusted	4.222	791	190	5	133	(65)	(84)	(138)	5.054
Utile netto di competenza Eni reported									
									2.301
Esclusione utile di magazzino									(151)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									
									2.150
Esclusione special item									
									333
Utile netto di competenza Eni adjusted									
									2.483

(milioni di euro)

Secondo trimestre 2005									
	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	I&C	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo reported	2.776	592	596	58	53	(197)	(158)	(9)	3.711
Esclusione utile di magazzino		22	(316)	(8)					(302)
Utile operativo a valori correnti	2.776	614	280	50	53	(197)	(158)	(9)	3.409
Esclusione special item:									
oneri ambientali		22	37			94	46		199
svalutazioni	127			18		1			146
accantonamenti a fondo rischi			17	5		43			65
oneri per esodi agevolati	1	2	3						6
altro			(2)	(2)		3	9		8
Special item dell'utile operativo	128	24	55	21		141	55		424
Utile operativo adjusted	2.904	638	335	71	53	(56)	(103)	(9)	3.833
Utile netto di competenza Eni reported									
									1.898
Esclusione utile di magazzino									(189)
Utile netto di competenza Eni a valori correnti									
									1.709
Esclusione special item									315
Utile netto di competenza Eni adjusted									
									2.024

Utile operativo a valori correnti per settore

Secondo trimestre				(milioni di euro)				Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %			
2.776	4.090	1.314	47,3	Exploration & Production	5.349	8.398	3.049	57,0			
614	718	104	16,9	Gas & Power	2.125	1.887	(238)	(11,2)			
280	159	(121)	(43,2)	Refining & Marketing	406	201	(205)	(50,5)			
50	(14)	(64)	(128,0)	Petrolchimica	209	8	(201)	(96,2)			
53	133	80	150,9	Ingegneria e Costruzioni	112	211	99	88,4			
(197)	(151)	46	23,4	Altre attività	(259)	(216)	43	16,6			
(158)	(91)	67	42,4	Corporate e società finanziarie	(211)	(142)	69	32,7			
(9)	(138)	(129)		Eliminazione utile interno	(66)	(140)	(74)				
3.409	4.706	1.297	38,0	Utile operativo a valori correnti	7.665	10.207	2.542	33,2			

Utile operativo adjusted per settore

Secondo trimestre				(milioni di euro)				Primo semestre			
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %			
2.904	4.222	1.318	45,4	Exploration & Production	5.508	8.473	2.965	53,8			
638	791	153	24,0	Gas & Power	2.173	1.994	(179)	(8,2)			
335	190	(145)	(43,3)	Refining & Marketing	487	279	(208)	(42,7)			
71	5	(66)	(93,0)	Petrolchimica	230	28	(202)	(87,8)			
53	133	80	150,9	Ingegneria e Costruzioni	112	211	99	88,4			
(56)	(65)	(9)	(16,1)	Altre attività	(109)	(128)	(19)	(17,4)			
(103)	(84)	19	18,4	Corporate e società finanziarie	(154)	(130)	24	15,6			
(9)	(138)	(129)		Eliminazione utile interno	(66)	(140)	(74)				
3.833	5.054	1.221	31,9	Utile operativo adjusted	8.181	10.587	2.406	29,4			



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

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteria.societaria.azionisti@eni.it

ADRs/Depository

Morgan Guaranty Trust Company of New York
ADR Department
60 Wall Street (36th 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