



Relazione trimestrale
al 30 giugno 2007



CRITERI DI REDAZIONE

La relazione trimestrale al 30 giugno 2007, 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 secondo trimestre e al primo semestre 2007 e al secondo trimestre e al primo semestre 2006. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2007, al 31 marzo 2007 e al 31 dicembre 2006. 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 2007 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.

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

Disclaimer

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

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

PRINCIPALI DATI

Principali dati economici e finanziari

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
20.739	19.754	(985)	(4,7)	Ricavi della gestione caratteristica	44.323	41.667	(2.656)	(6,0)
4.947	4.218	(729)	(14,7)	Utile operativo	10.542	9.323	(1.219)	(11,6)
5.054	4.196	(858)	(17,0)	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)	10.587	9.449	(1.138)	(10,7)
2.301	2.267	(34)	(1,5)	Utile netto ^(b)	5.275	4.855	(420)	(8,0)
0,62	0,62			per azione (€) ^(c)	1,42	1,32	(0,10)	(7,0)
1,56	1,67	0,11	7,1	per ADR (\$) ^{(c)(d)}	3,49	3,51	0,02	0,6
2.483	2.220	(263)	(10,6)	Utile netto adjusted ^{(a)(b)}	5.437	4.900	(537)	(9,9)
0,67	0,60	(0,07)	(10,4)	- per azione (€) ^(c)	1,46	1,33	(0,13)	(8,9)
1,68	1,62	(0,06)	(3,6)	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}	3,59	3,54	(0,05)	(1,4)
4.805	4.140	(665)	(13,8)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.668	9.703	(965)	(9,0)
1.714	2.244	530	30,9	Investimenti tecnici	3.054	4.257	1.203	39,4

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag 37.

(b) Di competenza Eni.

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

(d) Un ADR (*American Depositary Receipt*) rappresenta due azioni.

Principali indicatori di mercato

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
69,62	68,76	(0,86)	(1,2)	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	65,69	63,26	(2,43)	(3,7)
1,256	1,348	0,092	7,3	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,229	1,329	0,100	8,1
55,43	51,01	(4,42)	(8,0)	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	53,45	47,60	(5,85)	(10,9)
5,77	6,90	1,13	19,6	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,36	4,98	0,62	14,2
4,59	5,12	0,53	11,5	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,55	3,75	0,20	5,6
2,9	4,1	1,2	41,4	Euribor - a tre mesi (%)	2,8	3,9	1,1	39,3
5,1	5,6	0,5	9,8	Libor - dollaro a tre mesi (%)	4,9	5,5	0,6	12,2

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

(b) Fonte: BCE.

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

Principali indicatori operativi

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.748	1.736	(12)	(0,7)	Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a)	1.787	1.735	(52)	(2,9)
1.056	1.026	(30)	(2,8)	petrolio (migliaia di barili)	1.099	1.028	(71)	(6,5)
113	116	3	2,7	gas naturale ^(a) (milioni di metri cubi)	112	115	3	2,7
20,45	20,43	(0,02)	(0,1)	Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	51,65	48,57	(3,08)	(6,0)
1,08	0,87	(0,21)	(19,4)	di cui: vendite gas naturale <i>upstream</i> in Europa	2,20	1,94	(0,26)	(11,8)
7,66	8,86	1,20	15,7	Vendite di energia elettrica (terawattora)	15,39	16,24	0,85	5,5
3,15	3,18	0,03	1,0	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	6,08	6,06	(0,02)	(0,3)
1.274	1.409	135	10,6	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	2.680	2.812	132	4,9

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,3 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2007, 8,1 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2006, 8,4 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2007 e 8,3 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2006).

Risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
20.739	19.754	(985)	(4,7)	Ricavi della gestione caratteristica	44.323	41.667	(2.656)	(6,0)
163	175	12	7,4	Altri ricavi e proventi	372	456	84	22,6
(14.380)	(14.032)	348	2,4	Costi operativi	(31.119)	(29.494)	1.625	5,2
	(56)			di cui (oneri) proventi non ricorrenti		(56)		
(1.575)	(1.679)	(104)	(6,6)	Ammortamenti e svalutazioni	(3.034)	(3.306)	(272)	(9,0)
4.947	4.218	(729)	(14,7)	Utile operativo	10.542	9.323	(1.219)	(11,6)
109	158	49	45,0	Proventi (oneri) finanziari netti	151	25	(126)	(83,4)
227	289	62	27,3	Proventi netti su partecipazioni	467	491	24	5,1
5.283	4.665	(618)	(11,7)	Utile prima delle imposte	11.160	9.839	(1.321)	(11,8)
(2.800)	(2.242)	558	19,9	Imposte sul reddito	(5.547)	(4.673)	874	15,8
53,0	48,1			Tax rate (%)	49,7	47,5		
2.483	2.423	(60)	(2,4)	Utile netto	5.613	5.166	(447)	(8,0)
				di cui:				
2.301	2.267	(34)	(1,5)	- utile netto di competenza Eni	5.275	4.855	(420)	(8,0)
182	156	(26)	(14,3)	- utile netto di terzi azionisti	338	311	(27)	(8,0)

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre 2007 Eni ha conseguito l'**utile netto** di 2.267 milioni di euro, in diminuzione di 34 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2006 (-1,5%) per effetto essenzialmente della flessione di 729 milioni di euro dell'utile operativo (-14,7%) registrata in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power. La riduzione dell'utile ope-

rativo è stata attenuata dalle minori imposte sul reddito (558 milioni di euro) per effetto, oltre che della riduzione dell'utile ante imposte, della diminuzione di circa 5 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 53 al 48,1%) che riflette la minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo dell'utile prodotto nel settore Exploration & Production.

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
2.301	2.267	(34)	(1,5)	Utile netto di competenza Eni	5.275	4.855	(420)	(8,0)
(151)	(207)			Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(210)	(110)		
333	160			Esclusione <i>special item</i> :	372	155		
	81			di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti		81		
333	79			- altri <i>special item</i>	372	74		
2.483	2.220	(263)	(10,6)	Utile netto adjusted di competenza Eni^(a)	5.437	4.900	(537)	(9,9)

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 37.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** del secondo trimestre 2007, ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 207 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 160 milioni di euro (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a 2.220 milioni di euro con una diminuzione di 263 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2006, pari al 10,6%.

Gli **special item** riguardano essenzialmente oneri ambientali, svalutazioni di attività minerarie, oneri di incentivazione all'esodo nonché oneri non ricorrenti connessi: (i) ad accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie; (ii) al provento relativo alla rideterminazione del fondo per benefici ai dipendenti assunti in Italia (trattamento di fine rapporto).

L'analisi dell'utile netto *adjusted* per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.924	1.647	(277)	(14,4)	Exploration & Production	4.019	3.056	(963)	(24,0)
638	418	(220)	(34,5)	Gas & Power	1.517	1.577	60	4,0
171	137	(34)	(19,9)	Refining & Marketing	257	250	(7)	(2,7)
13	51	38	292,3	Petrochimica	29	130	101	348,3
65	159	94	144,6	Ingegneria & Costruzioni	152	304	152	100,0
(64)	(70)	(6)	(9,4)	Altre attività	(122)	(120)	2	1,6
5	115	110	..	Corporate e società finanziarie	11	29	18	..
(87)	(81)	6	..	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	(88)	(15)	73	..
2.665	2.376	(289)	(10,8)		5.775	5.211	(564)	(9,8)
				di cui:				
182	156	(26)	(14,3)	Utile netto di terzi azionisti	338	311	(27)	(8,0)
2.483	2.220	(263)	(10,6)	Utile netto adjusted di competenza Eni	5.437	4.900	(537)	(9,9)

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

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

- **Exploration & Production** (-277 milioni di euro; -14,4%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-739 milioni di euro, pari al -17,5%) dovuto essenzialmente all'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-2,7 milioni di boe), nonché ai maggiori costi di ricerca esplorativa (187 milioni di euro);

- **Gas & Power** (-220 milioni di euro; -34,5%), per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-272 milioni di euro, pari al -34,4%) dovuto alla flessione dei margini di vendita del gas, in relazione all'andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di acquisto e vendita e all'impatto del clima mite sulle vendite in particolare in aprile. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in Italia per effetto delle recenti misure introdotte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di indicizzazione delle tariffe nelle forniture al segmento residenziale. L'utile netto *adjusted* del settore è stato penalizzato dalla flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

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

- **Ingegneria & Costruzioni** (+94 milioni di euro; +144,6%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+70 milioni di euro) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;

- **Petrochimica** (+38 milioni di euro; +292,3%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+62 milioni di euro) connesso alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti, nonché alla circostanza che i risultati del secondo trimestre 2006 vennero penalizzati in misura rilevante dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006 con il blocco quasi totale dell'attività di molti impianti.

Nel trimestre, lo scenario è stato caratterizzato dal lieve calo del prezzo del petrolio con la quotazione media del Brent a 68,76 dollari/barile (-1,2%), dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+7,3%) e dalla flessione dei margini di vendita del gas per effetto prevalentemente dell'andamento sfavorevole dei parametri energetici. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei margini di raffinazione (+19,6% il margine di raffinazione Brent). La contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti, pur penalizzando il margine di raffinazione realizzato da Eni, ha comportato il miglioramento dei prezzi di vendita del petrolio di produzione rispetto al secondo trimestre 2006, in controtendenza con l'andamento del Brent.

Primo semestre

Nel primo semestre 2007 Eni ha conseguito l'**utile netto** di 4.855 milioni di euro, in diminuzione di 420 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006 (-8%) per effetto essenzialmente della flessione di 1.219 milioni di euro dell'utile operativo (-11,6%) registrata nel settore Exploration &

Production, la cui diminuzione è stata parzialmente attenuata dalla migliore *performance* dei *business downstream* e Ingegneria & Costruzioni. La riduzione dell'utile operativo è stata attenuata dalle minori imposte sul reddito (874 milioni di euro) per effetto, oltre che della riduzione dell'utile ante imposte, della diminuzione di circa 2 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 49,7% al 47,5%).

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

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

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

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

- **Ingegneria & Costruzioni** (+152 milioni di euro; +100,0%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+168 milioni di euro) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Petrochimica** (+101 milioni di euro; +348,3%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+161 milioni di euro) connesso alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti e all'impatto sui risultati del 2006 dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006;
- **Gas & Power** (+60 milioni di euro; +4%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+208 milioni di euro, pari all'10,4%) per effetto essenzialmente della favorevole evoluzione del quadro regolatorio, nonché della circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto delle condizioni climatiche eccezionalmente miti, registrate in particolare nel primo trimestre, sulle vendite di gas delle società consolidate (-2,8 miliardi di metri cubi, pari al 6,2%), attenuato dalla crescita nei mercati *target* del resto d'Europa. L'utile netto *adjusted* del settore è stato penalizzato dalla flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Nel semestre, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal calo dei prezzi del petrolio con la quotazione media del Brent a 63,26 dollari/barile (-3,7%) e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+8,1%). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei margini di raffinazione (+14,2% il margine di raffinazione Brent) e dei margini di vendita dei prodotti petrolchimici. Su base semestrale l'effetto scenario sui margini del gas è stato sostanzialmente nullo.

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

Ricavi della gestione caratteristica

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
7.047	6.468	(579)	(8,2)	Exploration & Production	14.459	12.829	(1.630)	(11,3)
5.799	5.179	(620)	(10,7)	Gas & Power	14.933	13.722	(1.211)	(8,1)
10.166	8.937	(1.229)	(12,1)	Refining & Marketing	19.446	16.880	(2.566)	(13,2)
1.612	1.802	190	11,8	Petrochimica	3.340	3.476	136	4,1
1.770	2.307	537	30,3	Ingegneria & Costruzioni	3.080	4.269	1.189	38,6
251	46	(205)	(81,7)	Altre attività	465	103	(362)	(77,8)
298	335	37	12,4	Corporate e società finanziarie	605	617	12	2,0
(6.204)	(5.320)	884	..	Elisioni di consolidamento	(12.005)	(10.229)	1.776	..
20.739	19.754	(985)	(4,7)		44.323	41.667	(2.656)	(6,0)

Secondo trimestre

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel secondo trimestre 2007 (19.754 milioni di euro) sono diminuiti di 985 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2006 (-4,7%) per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+7,3%), della flessione del prezzo del gas naturale e della diminuzione della produzione venduta di idrocarburi (-2,7 milioni di boe). Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dai maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni e Petrolchimica, nonché dall'incremento dei prezzi in dollari dei prodotti petroliferi.

Primo semestre

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel primo semestre 2007 (41.667 milioni di euro) sono diminuiti di 2.656 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006 (-6,0%) per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+8,1%), della flessione dei prezzi degli idrocarburi, nonché della diminuzione della produzione venduta di idrocarburi (-12,2 milioni di boe) e delle vendite di gas naturale (-2,8 miliardi di metri cubi). Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dai maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni e Petrolchimica.

I ricavi del settore Exploration & Production (12.829 milioni di euro) sono diminuiti di 1.630 milioni di euro (-11,3%) per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, della diminuzione della produzione venduta di idrocarburi

(-12,2 milioni di boe, pari al 3,9%), nonché della flessione dei prezzi di realizzo in dollari (-2,1%).

I ricavi del settore Gas & Power (13.722 milioni di euro) sono diminuiti di 1.211 milioni di euro (-8,1%) per effetto essenzialmente della diminuzione dei volumi venduti di gas naturale (-2,8 miliardi di metri cubi, pari al 6,2%) e di quelli trasportati e distribuiti in relazione all'andamento climatico, nonché dell'effetto dell'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas.

I ricavi del settore Refining & Marketing (16.880 milioni di euro) sono diminuiti di 2.566 milioni di euro (-13,2%) per effetto essenzialmente della flessione delle quotazioni internazionali del petrolio, nonché dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (3.476 milioni di euro) sono aumentati di 136 milioni di euro (+4,1%) rispetto al primo semestre 2006 per effetto essenzialmente della circostanza che l'attività del secondo trimestre 2006 venne penalizzata dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006 con il blocco quasi totale dell'attività in molti impianti.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (4.269 milioni di euro) sono aumentati di 1.189 milioni di euro (+38,6%) per effetto della crescita dei livelli di attività in particolare nei *business* Costruzioni *Offshore* e *Onshore*.

Ricavi per area geografica

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
8.797	7.832	(965)	(11,0)	Italia	19.915	17.543	(2.372)	(11,9)
5.964	4.795	(1.169)	(19,6)	Resto dell'Unione Europea	11.492	9.941	(1.551)	(13,5)
1.544	1.710	166	10,8	Resto dell'Europa	3.662	3.518	(144)	(3,9)
991	1.460	469	47,3	Americhe	2.470	2.786	316	12,8
1.538	1.911	373	24,3	Asia	2.877	3.589	712	24,7
1.727	1.803	76	4,4	Africa	3.495	3.851	356	10,2
178	243	65	36,5	Altre aree	412	439	27	6,6
11.942	11.922	(20)	(0,2)	Totale estero	24.408	24.124	(284)	(1,2)
20.739	19.754	(985)	(4,7)		44.323	41.667	(2.656)	(6,0)

Costi operativi

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
13.471	13.133	(338)	(2,5)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	29.383	27.717	(1.666)	(5,7)
				<i>di cui:</i>				
	130			- oneri non ricorrenti		130		
202	154			- altri special item	207	171		
909	899	(10)	(1,1)	Costo lavoro	1.736	1.777	41	2,4
				<i>di cui</i>				
	(74)			- oneri non ricorrenti (curtailment recognized TFR)		(74)		
18	9			- incentivi per esodi agevolati	42	19		
14.380	14.032	(348)	(2,4)		31.119	29.494	(1.625)	(5,2)

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2007 (29.494 milioni di euro) diminuiscono di 1.625 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 5,2%, per effetto essenzialmente dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Inoltre la riduzione riflette: (i) i minori costi di approvvigionamento del gas naturale e delle cariche petrolifere di qualità leggera; (ii) la flessione dei volumi approvvigionati di gas in linea con il calo delle vendite, nonché la circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati costi di approvvigionamento connessi all'emergenza climatica della stagione invernale 2005-2006; (iii) i minori costi di manutenzione delle raffinerie.

Il **costo lavoro** (1.777 milioni di euro) è aumentato di 41 milioni di euro (+2,4%) per effetto essenzialmente

della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero e dell'incremento dell'occupazione media nel settore Ingegneria & Costruzioni in relazione ai maggiori livelli di attività. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti, oltre che dall'effetto cambio, dalla rilevazione del provento non ricorrente (74 milioni di euro) derivante dalla rideterminazione (c.d. *curtailment*) del fondo trattamento di fine rapporto pregresso a seguito delle modifiche introdotte dalla Finanziaria 2007 relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si basa essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Occupazione

(unità)	31 dicembre		30 giugno	
	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.336	8.670	334	4,0
Gas & Power	12.074	11.861	(213)	(1,8)
Refining & Marketing	9.437	9.372	(65)	(0,7)
Petrolchimica	6.025	6.845	820	13,6
Ingegneria & Costruzioni	30.902	32.903	2.001	6,5
Altre attività	2.219	1.409	(810)	(36,5)
Corporate e società finanziarie	4.579	4.781	202	4,4
	73.572	75.841	2.269	3,1

L'**occupazione** al 30 giugno 2007 è di 75.841 unità con un aumento di 2.269 unità rispetto al 31 dicembre 2006 (+3,1%).

In Italia l'occupazione (40.049 unità) è aumentata di 284 unità per effetto essenzialmente del saldo positivo di 257 unità tra le assunzioni e le risoluzioni e degli aumenti connessi alla variazione dell'area di consolidamento.

Nel primo semestre 2007 sono state effettuate 1.121 assunzioni (di cui 799 a tempo indeterminato) e 864 risoluzioni (di cui 503 a tempo indeterminato).

All'estero l'occupazione (35.792 unità) è aumentata di 1.985 unità per effetto essenzialmente dell'assunzione nel settore Ingegneria & Costruzioni di personale con contratto a tempo determinato.

Ammortamenti e svalutazioni

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.025	1.276	251	24,5	Exploration & Production	2.120	2.516	396	18,7
158	167	9	5,7	Gas & Power	320	333	13	4,1
109	108	(1)	(0,9)	Refining & Marketing	219	216	(3)	(1,4)
30	25	(5)	(16,7)	Petrochimica	61	56	(5)	(8,2)
49	56	7	14,3	Ingegneria & Costruzioni	87	119	32	36,8
2	1	(1)	(50,0)	Altre attività	4	2	(2)	(50,0)
18	15	(3)	(16,7)	Corporate e società finanziarie	37	31	(6)	(16,2)
(1)	(3)	(2)	..	Effetto eliminazione utili interni	(2)	(4)	(2)	..
1.390	1.645	255	18,3	Totale ammortamenti	2.846	3.269	423	14,9
185	34	(151)	(81,6)	Svalutazioni	188	37	(151)	(80,3)
1.575	1.679	104	6,6		3.034	3.306	272	9,0

Gli **ammortamenti** (3.269 milioni di euro) sono aumentati di 423 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006 (+14,9%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (396 milioni di euro), in relazione ai maggiori costi di ricerca esplorativa (426 milioni di euro a cambi costanti) e all'impatto sugli ammortamenti dell'aggiorna-

mento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino relativi a giacimenti in Italia rilevato nel Bilancio 2006, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** del semestre (37 milioni di euro) riguardano essenzialmente attività minerarie.

Utile operativo adjusted

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
4.947	4.218	(729)	(14,7)	Utile operativo	10.542	9.323	(1.219)	(11,6)
(241)	(262)			Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(335)	(107)		
348	240			Esclusione <i>special item</i> :	380	233		
				di cui:				
	56			- oneri (proventi) non ricorrenti		56		
348	184			- altri <i>special item</i>	380	177		
5.054	4.196	(858)	(17,0)	Utile operativo adjusted	10.587	9.449	(1.138)	(10,7)
				<i>Dettaglio per settore di attività:</i>				
4.222	3.483	(739)	(17,5)	Exploration & Production	8.473	6.615	(1.858)	(21,9)
791	519	(272)	(34,4)	Gas & Power	1.994	2.202	208	10,4
190	185	(5)	(2,6)	Refining & Marketing	279	305	26	9,3
5	67	62	..	Petrochimica	28	189	161	..
133	203	70	52,6	Ingegneria & Costruzioni	211	379	168	79,6
(65)	(66)	(1)	(1,5)	Altre attività	(128)	(116)	12	9,4
(84)	(66)	18	21,4	Corporate e società finanziarie	(130)	(101)	29	22,3
(138)	(129)	9	..	Effetto eliminazione utili interni	(140)	(24)	116	..
5.054	4.196	(858)	(17,0)		10.587	9.449	(1.138)	(10,7)

Secondo trimestre

L'**utile operativo adjusted**, che esclude l'utile di magazzino di 262 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 240 milioni di euro, ammonta nel trimestre a 4.196 milioni di euro con una diminuzione di 858 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2006, pari al 17%, per effetto della flessione della *performance* operativa registrata nei settori: (i)

Exploration & Production, a causa essenzialmente dell'impatto negativo dell'apprezzamento del 7,3% dell'euro rispetto al dollaro, della minore produzione venduta e dei maggiori costi di ricerca esplorativa; (ii) Gas & Power per la flessione dei margini e l'impatto del clima mite, registrato in particolare in aprile, sulle vendite di gas.

Primo semestre

L'**utile operativo adjusted**, che esclude l'utile di magazzino di 107 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 233 milioni di euro, ammonta a 9.449 milioni di euro con una diminuzione di 1.138 milioni di euro, pari al 10,7%, rispetto al primo semestre 2006, per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa del settore **Exploration & Production** (-1.858 milioni di euro, pari al 21,9%) che riflette l'apprezzamento dell'8,1% dell'euro rispetto al dollaro, la minore produzione venduta (-12,2 milioni di boe), i maggiori costi di ricerca esplorativa e la riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (-2,1%).

Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dal miglioramento della *performance* registrato nei settori:

- **Gas & Power** (+208 milioni di euro; +10,4%), per effetto essenzialmente della favorevole evoluzione del quadro regolatorio, nonché della circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto delle condizioni climatiche eccezionalmente miti, registrate in particolare nel primo trimestre, sulle vendite di gas delle società consolidate (-2,8 miliardi di metri cubi, pari al 6,2%), attenuato dalla crescita nei mercati *target* del resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+168 milioni di euro; +79,6%), dovuto al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Petrolchimica** (+161 milioni di euro), dovuto alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti e all'impatto sui risultati del 2006 dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006.

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi su partecipazioni relativa al primo semestre 2007 è illustrata nella tabella seguente:

Primo semestre 2007	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(21)	216	110	38	344
Dividendi		112	2	17		131
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		8				8
Altri oneri netti		1				8
		100	218	127	38	491

Proventi (oneri) finanziari netti

I **proventi finanziari netti** di 25 milioni di euro sono diminuiti di 126 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006 quando furono rilevati proventi finanziari netti di 151 milioni di euro. Il peggioramento riflette essenzialmente la circostanza che nel primo semestre 2006 vennero rilevati proventi sulla valutazione a *fair value* degli strumenti finanziari derivati a fronte di un onere registrato nel primo semestre 2007. L'effetto della valutazione a *fair value* di tali strumenti finanziari derivati è imputata a conto economico anziché correlarla alle attività, passività e impegni alle quali i derivati si riferiscono perché i relativi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati di copertura ai fini IFRS; tra questi è compresa la componente "*time value*" (con un effetto negativo di 47 milioni di euro) di alcuni derivati di copertura del rischio *commodity* (*cash flow hedge*) attivati nel primo trimestre a fronte delle operazioni di acquisto di riserve *proved* e *unproved* effettuate nel semestre (vedi a questo proposito il commento al capitale d'esercizio netto).

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla rilevazione del provento di 62 milioni di euro derivante dalla valutazione a *fair value* sia della partecipazione del 20% in OAO Gazprom Neft sia dell'opzione di acquisto (*call option*) attribuita da Eni a Gazprom relativa alla stessa partecipazione. Tale provento netto corrisponde alla remunerazione finanziaria prevista contrattualmente per l'esercizio della predetta *call option* (vedi a questo proposito il commento al capitale di esercizio netto); (ii) dalla riduzione degli oneri finanziari correlati all'indebitamento finanziario per effetto della riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio, in parte compensato dai maggiori tassi d'interesse sui finanziamenti in euro (Euribor +1,1 punti percentuali) e in dollari (Libor +0,6 punti percentuali).

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 491 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (344 milio-

ni di euro), in particolare nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Ingegneria & Costruzioni; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (131 milioni di euro).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

Secondo trimestre			(milioni di euro)	Primo semestre		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
193	159	(34)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	380	344	(36)
30	112	82	Dividendi	57	131	74
7	8	1	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	25	8	(17)
(3)	10	13	Altri proventi netti	5	8	3
227	289	62		467	491	24

Imposte sul reddito

Secondo trimestre			(milioni di euro)	Primo semestre		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
Utile ante imposte						
1.410	1.341	(69)	Italia	3.313	3.348	35
3.873	3.324	(549)	Eestero	7.847	6.491	(1.356)
5.283	4.665	(618)		11.160	9.839	(1.321)
Imposte sul reddito						
610	448	(162)	Italia	1.339	1.240	(99)
2.190	1.794	(396)	Eestero	4.208	3.433	(775)
2.800	2.242	(558)		5.547	4.673	(874)
Tax rate (%)						
43,3	33,4	(9,9)	Italia	40,4	37,0	(3,4)
56,5	54,0	(2,5)	Eestero	53,6	52,9	(0,7)
53,0	48,1	(4,9)		49,7	47,5	(2,2)

Le **imposte sul reddito** (4.673 milioni di euro) sono diminuite di 874 milioni di euro, pari al 15,8%, per effetto essenzialmente della diminuzione dell'utile prima delle imposte di 1.321 milioni di euro. Il *tax rate* di Gruppo del 47,5% si riduce di 2,2 punti percentuali rispetto al valore del primo semestre 2006 (49,7%) riflettendo: (i) la minore incidenza sull'utile ante imposte dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production; (ii) lo stanziamento di imposte differite attive relative all'incremento dei valori fiscali riconosciuti delle attività e delle passività delle società italiane determinatosi in occasione del rinnovo dell'opzione per la tassazione di Gruppo.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli *special item*, è del 47,4% (48,4% nel primo semestre 2006).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (311 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (139 milioni di euro) e Saipem SpA (164 milioni di euro).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

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

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

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(milioni di euro)

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

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 77 e 78 del Bilancio 2006.

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

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2006 (cambio EUR/USD 1,351 al 30 giugno 2007 contro 1,317 al 31 dicembre 2006, +2,6%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2007 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 500 milioni di euro, del

patrimonio netto di circa 400 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 100 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2007 ammonta a 51.418 milioni di euro con un incremento di 3.452 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (56.947 milioni di euro) aumenta di 2.713 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 (54.234 milioni di euro) per effetto degli investimenti tecnici (4.257 milioni di euro) e delle acquisizioni di *asset* e partecipazioni (2 miliardi di euro, di cui 958 milioni di euro relativi agli *asset* gas ex Yukos e circa un miliardo di euro relativi agli *asset* acquistati da Maurel & Prom in Congo; la partecipazione del 20% in OAO Gazprom Neft è stata rilevata nel capitale di esercizio netto), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni (3.306 milioni di euro) e dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Nella voce **Altre immobilizzazioni** del capitale immobilizzato sono comprese per un valore di libro di 829 milioni di dollari (pari a 614 milioni di euro al cambio EUR/USD al 30 giugno 2007) le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación della *branch* venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di Stato venezuelano *Petróleos de Venezuela SA (PDVSA)* ha comunicato a Eni Dación BV, società con sede nei Paesi Bassi, la unilaterale risoluzione di tale contratto. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Nel novembre 2006 Eni, ferma restando la propria disponibilità a una soluzione negoziale, ha avviato un procedimento arbitrale per tutelare i propri diritti presso l'*International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID)*, organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti, quale quello in vigore tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali, Eni ritiene di aver diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA da determinarsi secondo la consolidata prassi internazionale sulla base dei profitti attesi per un importo corrispondente al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri che sarebbero stati prodotti dalle attività di Dación. Eni ha stimato tale valore attuale conformemente al metodo adottato dall'industria petrolifera con riferimento alla propria quota della produzione futura del giacimento ed ai relativi costi attesi di investimento e di esercizio attualizzando i flussi di cassa con un tasso di sconto che remunera il costo del capitale e il premio per il rischio specifico delle attività in oggetto. Da tale valutazione pienamente confermata da esperti indipendenti risulta che

il valore di mercato delle immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación non è inferiore al loro valore di libro: conseguentemente le stesse non sono state oggetto di svalutazione. In base alla convenzione *ICSID*, il lodo arbitrale di un tribunale *ICSID* che riconosca ad Eni il diritto ad un indennizzo sarebbe vincolante per le parti e direttamente eseguibile al pari di una sentenza definitiva di un tribunale appartenente alla giurisdizione di ciascuno dei 143 Stati che hanno ratificato la Convenzione. Pertanto qualora lo Stato del Venezuela rifiutasse il volontario adempimento al lodo arbitrale e il pagamento dell'indennizzo, Eni potrebbe soddisfare il proprio credito su qualunque bene dello Stato del Venezuela pressoché ovunque localizzato, salvo quanto previsto dalle leggi nazionali sulle immunità riconosciute agli stati sovrani.

Nella voce **Partecipazioni** è compresa la quota del 60% nella società Eni Russia BV che possiede il 100% delle tre società russe - OAO Artic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztehnologia - attive nella ricerca e produzione di gas naturale acquisite, in *partnership* con Enel, il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom la *call option* sul 51% delle società acquisite esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta. Eni valuta la partecipazione in Eni Russia BV sulla base del metodo del patrimonio netto in quanto, sulla base agli accordi in essere, si realizza la fattispecie di controllo congiunto. L'*equity interest* applicato è quello corrente del 60% che non tiene conto del possibile esercizio della *call option* da parte di Gazprom.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (4.645 milioni di euro) è aumentato di 552 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto principalmente: (i) dell'acquisto della partecipazione del 20% nella società di diritto russo OAO Gazprom Neft (v. il paragrafo successivo "Partecipazioni" del capitale di esercizio netto); (ii) della rilevazione del credito a fronte del dividendo deliberato da OAO Gazprom Neft il 22 giugno 2007 e non ancora distribuito. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei debiti tributari e del fondo imposte netto in relazione allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e alla circostanza che le accise sui prodotti petroliferi venduti in Italia nella prima metà del mese di dicembre sono versate nello stesso mese (a differenza del regime ordinario che prevede il versamento nel mese successivo). Tali effetti sono stati in parte assorbiti dal pagamento del saldo delle imposte dovute per il 2006 dalle società residenti in Italia; (ii) dalla variazione negativa del *fair value* di derivati di copertura *cash flow hedge* (892 milioni di euro) posti in essere per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo ed in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion. Gli strumenti derivati posti in essere sono in parte contratti di vendita a termine a prezzo fisso, in parte opzioni di vendita e d'acquisto con identica data di esercizio esercitabili al verificarsi di prezzi di mercato del greggio di riferimento rispettivamente inferiori o superiori a quelli stabiliti. Le variazioni del *fair value* dei derivati in oggetto sono sospese a patrimonio netto ad eccezione di quelle determinate essenzialmente da oscillazioni del prezzo di mercato all'interno di quelli previsti dalle opzioni di vendita e d'acquisto (componente "*time value*") che sono imputate a conto economico fra gli oneri finanziari (47 milioni di euro) in quanto inefficaci ai fini della copertura. Tale fattore negativo è stato parzialmente assorbito dall'incremento del *fair value* di strumenti finanziari derivati a copertura del rischio cambio per effetto essenzialmente del deprezzamento del dollaro USA.

La voce del capitale di esercizio netto "**Partecipazioni**" accoglie il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex Yukos nell'ambito della relativa procedu-

ra di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom sull'intero 20% di OAO Gazprom, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente e dei costi accessori di finanziamento. In applicazione della *fair value option* prevista dallo IAS 39, la partecipazione è valutata al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione del *fair value* a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto, al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico del derivato rappresentato dalla relativa *call option*. Pertanto il valore di iscrizione della partecipazione è pari al suo *fair value*, espresso dalla quotazione di borsa, rettificato del *fair value* attribuito all'opzione di acquisto e corrisponde al prezzo d'esercizio dell'opzione al 30 giugno 2007.

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

Return On Average Capital Employed (ROACE)

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

stito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

(milioni di euro)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2007	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	6.316	2.922	622	10.454
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	4
Utile netto adjusted unlevered	6.316	2.922	622	10.458
Capitale investito netto				
- a inizio periodo	19.166	16.706	5.626	46.257
- a fine periodo	21.717	18.451	5.909	51.551
Capitale investito netto medio	20.442	17.579	5.768	48.904
ROACE adjusted (%)	30,9	16,6	10,8	21,4

Assumendo al 30 giugno 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società ex-Yukos, il ROACE di

Gruppo e del settore Exploration & Production si ride-termina rispettivamente in 22,1% e 33,6%.

(milioni di euro)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 giugno 2006	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	7.526	2.537	815	10.843
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	29
Utile netto adjusted unlevered	7.526	2.537	815	10.872
Capitale investito netto				
- a inizio periodo	19.998	17.479	4.919	47.122
- a fine periodo	19.166	16.594	4.512	45.599
Capitale investito netto medio	19.582	17.037	4.716	46.361
ROACE adjusted (%)	38,4	14,9	17,3	23,5

(milioni di euro)

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

Indebitamento finanziario netto e *Leverage*

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

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

(milioni di euro)

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

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2007 di 9.122 milioni di euro è aumentato di 2.355 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006. L'elevato flusso di cassa generato dalla gestione (9.703 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, nonché gli incassi da dismissione e l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono stati assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) alle acquisizioni di partecipazioni e *asset* (4,8 miliardi di euro) riferite essenzialmente a partecipazioni in OAO Gazprom Neft e nelle tre società russe attive nel gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per il Lotto 2 degli *asset* ex-Yukos (3.729 milioni di euro) e all'acquisizione degli *asset* petroliferi *onshore* in Congo (circa un miliardo di euro); (ii) agli investimenti tecnici (4.257 milioni di euro); (iii) al pagamento del dividendo 2006 (2.611 milioni di euro, di cui 2.384 milioni di euro da parte di Eni SpA riferiti al saldo del dividendo 2006, 149 e 71 milioni di euro rispettivamente da parte di Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA); (iv) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (339 milioni di euro) e di Snam Rete Gas SpA (336 milioni di euro).

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

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 16.141 milioni di euro, di cui 9.061 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 930 milioni di euro) e 7.080 milioni di euro a lungo termine.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti, passa dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,22 al 30 giugno 2007. Assumendo al 30 giugno 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società ex-Yukos, il *leverage* si ridetermina in 0,14.

Rispetto al 31 marzo 2007 l'indebitamento finanziario netto è aumentato di 5.270 milioni di euro per effetto degli esborsi relativi: (i) alle acquisizioni delle partecipazioni in OAO Gazprom Neft e nelle tre società russe attive nel gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per il Lotto 2 degli *asset* ex-Yukos (3.729 milioni di euro); (ii) all'acquisizione degli *asset* petroliferi *onshore* in Congo (circa un miliardo di euro); (iii) agli investimenti tecnici di periodo (2.244 milioni di euro); (iv) ai dividendi (2.611 milioni di euro) e all'acquisto di azioni proprie (138 milioni di euro da parte di Eni SpA) e 242 milioni di euro da parte di Snam Rete Gas SpA. Questi esborsi sono stati parzialmente compensati dal flusso di cassa generato dalle attività di esercizio nel trimestre (4.140 milioni di euro).

PROSPETTO DELLE PRINCIPALI VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(milioni di euro)

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

Il **patrimonio netto** al 30 giugno 2007 (42.296 milioni di euro) è aumentato di 1.097 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (5.166 milioni di euro) i cui effetti sono stati parzial-

mente assorbiti dal pagamento dei dividendi, dalle perdite iscritte a riserva da *cash flow hedge* (528 milioni di euro, al netto del relativo effetto fiscale di 317 milioni di euro)¹, dall'acquisto di azioni proprie e dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

¹ Vedi a questo proposito il commento al capitale d'esercizio netto.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di

cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/ apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

Secondo trimestre			(milioni di euro)	Primo semestre		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
2.483	2.423	(60)	Utile netto	5.613	5.166	(447)
			<i>a rettifica:</i>			
1.254	1.620	366	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.575	2.871	296
3	(12)	(15)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(60)	(26)	34
2.740	1.973	(767)	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	5.583	4.370	(1.213)
6.480	6.004	(476)	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	13.711	12.381	(1.330)
873	597	(276)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.004	1.042	38
(2.548)	(2.461)	87	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.047)	(3.720)	327
4.805	4.140	(665)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.668	9.703	(965)
(1.714)	(2.244)	(530)	Investimenti tecnici	(3.054)	(4.257)	(1.203)
(38)	(4.925)	(4.887)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(57)	(4.935)	(4.878)
19	164	145	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	104	176	72
188	358	170	Altre variazioni relative all'attività di investimento	80	206	126
3.260	(2.507)	(5.767)	Free cash flow	7.741	893	(6.848)
86	5.265	5.179	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	466	230	(236)
708	(253)	(961)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(1.143)	4.634	5.777
(3.422)	(2.841)	581	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.778)	(3.286)	492
(111)	(19)	92	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(141)	(88)	53
521	(355)	(876)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	3.145	2.383	(762)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Secondo trimestre			(milioni di euro)	Primo semestre		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
3.260	(2.507)	(5.767)	Free cash flow	7.741	893	(6.848)
			Debiti e crediti finanziari società acquisite			
(45)	(24)	21	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	1	(24)	(25)
104	102	(2)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	117	62	(55)
(3.422)	(2.841)	581	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.778)	(3.286)	492
(103)	(5.270)	(5.167)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	4.081	(2.355)	(6.436)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 79 e 80 del Bilancio 2006.

INVESTIMENTI TECNICI

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.153	1.471	318	27,6	Exploration & Production	2.114	2.837	723	34,2
259	305	46	17,8	Gas & Power	410	526	116	28,3
137	185	48	35,0	Refining & Marketing	232	319	87	37,5
24	42	18	75,0	Petrochimica	34	56	22	64,7
127	262	135	106,3	Ingegneria & Costruzioni	224	510	286	127,7
11	21	10	90,9	Altre attività	14	35	21	150,0
3	12	9	300,0	Corporate e società finanziarie	26	28	2	7,7
	(54)	(54)	..	Effetto eliminazione utili interni		(54)	(54)	..
1.714	2.244	530	30,9		3.054	4.257	1.203	39,4

Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre 2007 ammontano a 4.257 milioni di euro, di cui l'86,5% nei

settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Di seguito l'analisi per settore.

Exploration & Production

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
4	23	19	..	Acquisto di riserve proved e unproved	4	96	92	..
				Italia				
	6	6		Africa Settentrionale		11	11	
				Africa Occidentale				
4	17	13		Resto del mondo	4	85	81	
205	375	170	82,9	Esplorazione	378	748	370	97,9
34	28	(6)	(17,6)	Italia	57	62	5	8,8
59	86	27	45,8	Africa Settentrionale	107	169	62	57,9
47	69	22	46,8	Africa Occidentale	94	137	43	45,7
28	49	21	75,0	Mare del Nord	43	124	81	188,4
37	143	106	286,5	Resto del mondo	77	256	179	232,5
934	1.056	122	13,1	Sviluppo	1.711	1.965	254	14,8
89	147	58	65,2	Italia	174	254	80	46,0
163	207	44	27,0	Africa Settentrionale	303	395	92	30,4
235	256	21	8,9	Africa Occidentale	373	522	149	39,9
93	114	21	22,6	Mare del Nord	187	203	16	8,6
354	332	(22)	(6,2)	Resto del mondo	674	591	(83)	(12,3)
10	17	7	70,0	Altro	21	28	7	33,3
1.153	1.471	318	27,6		2.114	2.837	723	34,2

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (2.837 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola e Congo. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 92% le attività all'estero, in particolare Egitto, Golfo del Messico, Norvegia, Nigeria e Indonesia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.

L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato l'acquisto del 70% del giacimento Nikaitchuq in Alaska, raggiungendo il 100% della titolarità.

Nel primo semestre del 2007 gli investimenti tecnici aumentano di 723 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2006 (+34,2%) per effetto essenzialmente della crescita nella ricerca esplorativa nel Golfo del Messico, Norvegia, Indonesia e Egitto, della maggiore attività di sviluppo in Congo, Egitto e Angola.

Nel secondo trimestre 2007 il settore Exploration & Production ha acquisito partecipazioni e rami d'azienda (4,8 miliardi di euro) riferite essenzialmente alle partecipazioni del 20% in OAO Gazprom Neft e nelle tre società russe attive nel gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per il Lotto 2 degli *asset* ex-Yukos (3,7 miliardi di euro) e all'acquisizione degli *asset* petroliferi *onshore* in Congo (circa 1 miliardo di euro).

Gas & Power

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
208	263	55	26,4	Italia	348	417	69	19,8
51	42	(9)	(17,6)	Estero	62	109	47	75,8
259	305	46	17,8		410	526	116	28,3
6	11	5	83,3	Mercato	13	16	3	23,1
6	11	5	83,3	Estero	13	16	3	23,1
40	31	(9)	(22,5)	Distribuzione	67	56	(11)	(16,4)
161	222	61	37,9	Trasporto	252	366	114	45,2
116	191	75	64,7	Italia	203	273	70	34,5
45	31	(14)	(31,1)	Estero	49	93	44	89,8
52	41	(11)	(21,2)	Generazione elettrica	78	88	10	12,8
259	305	46	17,8		410	526	116	28,3

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (526 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (273 milioni di euro); (ii) il potenziamento dei gasdotti di importazione (93 milioni di euro); (iii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (88 milioni di euro), in particolare pres-

so il sito di Ferrara; (iv) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (56 milioni di euro).

Nel primo semestre 2007 gli investimenti tecnici sono aumentati di 116 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2006 (+28,3%), essenzialmente nello sviluppo delle reti di trasporto e di importazione.

Refining & Marketing

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
118	160	42	35,6	Italia	197	283	86	43,7
19	25	6	31,6	Estero	35	36	1	2,9
137	185	48	35,0		232	319	87	37,5
95	110	15	15,8	Raffinazione, supply e logistica	162	214	52	32,1
95	110	15	15,8	Italia	162	214	52	32,1
42	55	13	31,0	Marketing	67	85	18	26,9
23	30	7	30,4	Italia	32	49	17	53,1
19	25	6	31,6	Estero	35	36	1	2,9
	20	20	..	Altre Attività	3	20	17	..
137	185	48	35,0		232	319	87	37,5

Gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (319 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e logistica in Italia (214 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* presso la raffineria di Sannazzaro; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione

di prodotti petroliferi in Italia (49 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (36 milioni di euro).

L'aumento del 37,5% rispetto al primo semestre 2006 riguarda essenzialmente l'avvio del programma di potenziamento delle raffinerie.

Ingegneria & Costruzioni

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni (510 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'avvio della realizzazione della nuova piattaforma semisommergibile Scarabeo 8, del nuovo *pipelayer* e della

nuova nave di perforazione per acque profonde Saipem 12000; (ii) le attività di conversione di due navi cisterne in unità FPSO² destinate ad operare sul giacimento Golfinho 2 in Brasile e in Angola.

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

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** in linea con 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent per il 2007 di 55 dollari/barile. Gli impatti delle fermate di impianti connesse al protrarsi delle tensioni locali in Nigeria e della perdita della produzione di Dación in Venezuela, nonché il declino produttivo dei giacimenti maturi saranno compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dal *build-up* della produzione di gas libico;

- **volumi venduti di gas nel mondo:** in lieve aumento rispetto al 2006 (97,48 miliardi di metri cubi nel 2006), assumendo condizioni climatiche normali per la restante parte dell'anno, per effetto della crescita attesa in termini di quota di mercato e di volumi nelle aree di consumo *target* del resto d'Europa, in particolare in Spagna, Francia e Germania/Austria. Le vendite in Italia sono previste in linea con il 2006 per effetto del recupero atteso nella seconda metà dell'anno in particolare nel segmento residenziale in relazione alle azioni commerciali intraprese;

- **vendite di energia elettrica:** previste in aumento di circa il 4% rispetto al 2006 (31,03 TWh nel 2006) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione;

- **lavorazioni in conto proprio:** sostanzialmente stabili rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006). Le maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Livorno, Gela e Sannazzaro compenseranno l'effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo;

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

Nel 2007 sono previsti **investimenti tecnici** per 10,6 miliardi di euro, compresi gli investimenti per lo sviluppo degli *asset* petroliferi acquisiti, in crescita del 35% rispetto al 2006, di cui l'86% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Sono inoltre previsti esborsi per circa 9,4 miliardi di euro per acquisizioni di *asset* e di partecipazioni, di cui 4,8 miliardi di euro per le operazioni concluse nel primo semestre (*asset* ex-Yukos e *asset* petroliferi in Congo) e il residuo di 4,6 miliardi di euro per le transazioni il cui *closing* si rifletterà nei flussi finanziari del secondo semestre (in particolare *asset* petroliferi nel Golfo del Messico ed *asset* di raffinazione e *marketing* di prodotti petroliferi in Europa Centro Orientale). Qualora Gazprom esercitasse entro il 2007 le opzioni d'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% degli *asset* gas ex-Yukos, gli investimenti complessivi netti si ridurrebbero a circa 16,5 miliardi di euro. Sulla base degli esborsi programmati per gli investimenti e la remunerazione del capitale proprio e assumendo uno scenario di prezzo medio annuo del Brent di 55 dollari/barile, Eni prevede a fine esercizio un *leverage* che si collocherà nella parte inferiore o superiore dell'intervallo 0,3-0,4 in funzione dell'esercizio o meno da parte di Gazprom delle predette opzioni d'acquisto.

Andamento dei settori di attività

Exploration & Production

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre				
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %	
Risultati									
7.047	6.468	(579)	(8,2)	Ricavi della gestione caratteristica	14.459	12.829	(1.630)	(11,3)	
4.090	3.418	(672)	(16,4)	Utile operativo	8.398	6.550	(1.848)	(22,0)	
132	65			Esclusione <i>special item</i> :	75	65			
	(12)			di cui:		(12)			
132	77			Oneri (proventi) non ricorrenti	75	77			
132	76			Altri <i>special item</i>	132	76			
				- svalutazioni					
				- plusvalenze nette su cessione di asset	(57)				
	1			- oneri incentivazione all'esodo		1			
4.222	3.483	(739)	(17,5)	Utile operativo adjusted	8.473	6.615	(1.858)	(21,9)	
(9)	31	40		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(26)	(4)	22		
56	90	34		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	66	100	34		
(2.345)	(1.957)	388		Imposte sul reddito ^(a)	(4.494)	(3.655)	839		
54,9	54,3			Tax rate (%)	52,8	54,5			
1.924	1.647	(277)	(14,4)	Utile netto adjusted	4.019	3.056	(963)	(24,0)	
I risultati includono:									
1.157	1.307	150	13,0	- ammortamenti e svalutazioni	2.252	2.547	295	13,1	
di cui:									
161	302	141	87,6	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	316	615	299	94,6	
54	100	46	85,2	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	85	162	77	90,6	
1.153	1.471	318	27,6	Investimenti tecnici	2.114	2.837	723	34,2	
Produzioni ^(b)									
1.056	1.026	(30)	(2,8)	Petrolio ^(c)	(migliaia di barili/giorno)	1.099	1.028	(71)	(6,5)
113	116	3	2,7	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	112	115	3	2,7
1.748	1.736	(12)	(0,7)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.787	1.735	(52)	(2,9)
Prezzi medi di realizzo									
64,33	64,58	0,25	0,4	Petrolio ^(c)	(\$/bbl)	60,25	59,47	(0,78)	(1,3)
182,07	178,78	(3,29)	(1,8)	Gas naturale	(\$/kmc)	183,32	182,91	(0,41)	(0,2)
51,24	50,82	(0,42)	(0,8)	Idrocarburi	(\$/boe)	48,97	47,96	(1,01)	(2,1)
Prezzi medi dei principali marker di mercato									
69,62	68,76	(0,86)	(1,2)	Brent dated	(\$/bbl)	65,69	63,26	(2,43)	(3,7)
55,43	51,01	(4,42)	(8,0)	Brent dated	(€/bbl)	53,45	47,60	(5,85)	(10,9)
70,40	64,89	(5,51)	(7,8)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	67,44	61,44	(6,00)	(8,9)
230,96	265,92	34,96	15,1	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	251,44	266,28	14,84	5,9

(a) Escludono gli *special item*.(b) Include la quota Eni della produzione di *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

(c) Include i condensati.

Risultati

Secondo trimestre

L'utile operativo *adjusted* del secondo trimestre 2007 di 3.483 milioni di euro è diminuito di 739 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2006, pari al 17,5%, per effetto essenzialmente: (i) dell'impatto dell'apprezzamento del-

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

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

L'utile netto *adjusted* di 1.647 milioni di euro è diminuito di 277 milioni di euro, pari al 14,4%, rispetto al secondo trimestre 2006 per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa.

Gli *special item* del secondo trimestre (65 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività.

Primo semestre

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di 6.615 milioni di euro è diminuito di 1.858 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006, pari al 21,9%, per effetto essenzialmente: (i) dell'impatto dell'apprez-

zamento dell'euro sul dollaro (circa 580 milioni di euro); (ii) della flessione della produzione venduta (-12,2 milioni di boe); (iii) dei maggiori costi di ricerca esplorativa (376 milioni di euro; 426 milioni di euro a cambi costanti); (iv) della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (-2,1%); (v) dell'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti.

L'utile netto *adjusted* del primo semestre 2007 di 3.056 milioni di euro si riduce di 963 milioni di euro, pari al 24,0%, per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del *tax rate*, dal 52,8% al 54,5%, determinato dall'impatto di cambiamenti del regime fiscale in Algeria e Regno Unito con effetti dal secondo semestre 2006.

Gli *special item* del primo semestre (65 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività.

Produzioni

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.748	1.736	(12)	(0,7)	Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a)	1.787	1.735	(52)	(2,9)
237	215	(22)	(9,3)	Italia	242	219	(23)	(9,5)
555	599	44	7,9	Africa Settentrionale	548	583	35	6,4
368	333	(35)	(9,5)	Africa Occidentale	375	335	(40)	(10,7)
284	264	(20)	(7,0)	Mare del Nord	291	275	(16)	(5,5)
304	325	21	6,9	Resto del mondo	331	323	(8)	(2,4)
154,1	152,2	(1,9)	(1,2)	Produzione venduta ^(a) (milioni di boe)	313,6	302,3	(11,3)	(3,6)

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.056	1.026	(30)	(2,8)	Produzione giornaliera di petrolio e condensati ^(a)	1.099	1.028	(71)	(6,5)
76	76			Italia	79	76	(3)	(3,8)
327	333	6	1,8	Africa Settentrionale	326	331	5	1,5
322	285	(37)	(11,5)	Africa Occidentale	330	286	(44)	(13,3)
178	155	(23)	(12,9)	Mare del Nord	183	163	(20)	(10,9)
153	177	24	15,7	Resto del mondo	181	172	(9)	(5,0)

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
113	116	3	2,7	Produzione giornaliera di gas naturale ^(a)	112	115	3	2,7
26	23	(3)	(11,5)	Italia	26	23	(3)	(11,5)
37	43	6	16,2	Africa Settentrionale	36	41	5	13,9
8	8			Africa Occidentale	7	8	1	14,3
17	18	1	5,9	Mare del Nord	18	18		
25	24	(1)	(4,0)	Resto del mondo	25	25		

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

Secondo trimestre

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

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (1.026 mila barili/giorno) è diminuita di 30 mila barili/giorno, pari al 2,8%. Le principali riduzioni hanno riguardato: (i) la Nigeria per i motivi descritti; (ii) il Regno Unito per il declino produttivo nell'area di Liverpool Bay e del giacimento McCulloch; (iii) la Norvegia, a seguito di inconvenienti tecnici sul giacimento Ekofisk (Eni 12,39%). I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Kazakhstan, per la maggiore *performance* del giacimento Karachaganak e alla circostanza che nel 2006 furono eseguiti interventi di manutenzione; (ii) Stati Uniti, per effetto del completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani nella seconda metà del 2005; (iii) Libia, per il *build-up* del giacimento Bahr Essalam (Eni 50%).

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (116 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi, pari al 2,7%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del Western Libyan Gas Project, in Norvegia per la crescita produttiva dei giacimenti Asgaard (Eni 14,81%) e Kristin (Eni 8,25%), in Nigeria per la crescita delle forniture all'impianto GNL di Bonny. Le principali riduzioni sono state registrate in Italia per il declino dei giacimenti maturi.

Primo semestre

Nel primo semestre 2007 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.735 mila boe/giorno è diminuita di 52 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2006, pari al 2,9%, per effetto essenzialmente degli impatti negativi degli eventi in Nigeria e della perdita della produzione del giacimento Dación in Venezuela (-31 mila barili/giorno) a causa della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato (PDVSA) del contratto di servizio con effetto dal 1° aprile 2006. Escludendo tali impatti, la produzione è sostanzialmente invariata. L'incremento della produzione registrato in Libia, Kazakhstan e nel Golfo del Messico è stato compensato dal declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito, nonché dall'impatto di inconvenienti tecnici in Norvegia. La quota della produzione estera è stata dell'87% (86% nel primo semestre 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del semestre (1.028 mila barili/giorno) è diminuita di 71 mila barili/giorno, pari al 6,5%. Le principali riduzioni hanno riguardato il Venezuela, la Nigeria e il Mare del Nord per i motivi descritti. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Kazakhstan, per la maggiore *performance* del giacimento Karachaganak e alla circostanza che nel 2006 furono eseguiti interventi di manutenzione; (ii) Stati Uniti, per effetto del completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani nella seconda metà del 2005.

La produzione giornaliera di gas naturale del semestre (115 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi/giorno, pari al 2,7%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del giacimento Bahr Essalam, in Norvegia, per la crescita produttiva dei giacimenti Asgaard e Kristin, e in Nigeria, per la crescita delle forniture all'impianto GNL di Bonny. Le principali riduzioni hanno riguardato il declino dei giacimenti maturi in Italia.

Gas & Power

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
5.799	5.179	(620)	(10,7)	Ricavi della gestione caratteristica	14.933	13.722	(1.211)	(8,1)
708	465	(243)	(34,3)	Utile operativo	1.907	2.106	199	10,4
10	68			Esclusione (utile) perdita di magazzino	(20)	108		
73	(14)			Esclusione <i>special item</i>	107	(12)		
di cui:								
	(18)			Oneri (proventi) non ricorrenti		(18)		
73	4			Altri <i>special item</i>	107	6		
51				- svalutazioni	51			
19	1			- oneri ambientali	39	1		
3	3			- oneri incentivazione all'esodo	17	5		
791	519	(272)	(34,4)	Utile operativo adjusted	1.994	2.202	208	10,4
339	68	(271)	(79,9)	Mercato e distribuzione	1.044	1.245	201	19,3
266	268	2	0,8	Trasporto Italia	571	554	(17)	(3,0)
141	124	(17)	(12,1)	Trasporto Estero	295	287	(8)	(2,7)
45	59	14	31,1	Generazione Elettrica ^(a)	84	116	32	38,1
5	1	(4)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	11	4	(7)	
155	103	(52)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	292	218	(74)	
(313)	(205)	108		Imposte sul reddito ^(b)	(780)	(847)	(67)	
32,9	32,9			Tax rate (%)	34,0	34,9		
638	418	(220)	(34,5)	Utile netto adjusted	1.517	1.577	60	4,0
259	305	46	17,8	Investimenti tecnici	410	526	116	28,3
Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)								
9,99	10,19	0,20	2,0	Italia a terzi ^(*)	27,46	25,60	(1,86)	(6,8)
1,61	1,48	(0,13)	(8,1)	Autoconsumi ^(*)	3,08	2,87	(0,21)	(6,8)
5,91	5,86	(0,05)	(0,8)	Resto d'Europa ^(*)	14,48	13,76	(0,72)	(5,0)
0,21	0,26	0,05	23,8	Extra Europa	0,37	0,36	(0,01)	(2,7)
17,72	17,79	0,07	0,4	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	45,39	42,59	(2,80)	(6,2)
1,65	1,77	0,12	7,3	Vendite delle società collegate (quota Eni)	4,06	4,04	(0,02)	(0,5)
	0,02	0,02	..	Italia ^(*)	0,01	0,03	0,02	..
1,38	1,33	(0,05)	(3,6)	Resto d'Europa ^(*)	3,71	3,43	(0,28)	(7,5)
0,27	0,42	0,15	55,6	Extra Europa	0,34	0,58	0,24	70,6
19,37	19,56	0,19	1,0	Totale vendite e autoconsumi G&P	49,45	46,63	(2,82)	(5,7)
1,08	0,87	(0,21)	(19,4)	Upstream in Europa ^(*)	2,20	1,94	(0,26)	(11,8)
20,45	20,43	(0,02)	(0,1)	Totale vendite mondo	51,65	48,57	(3,08)	(6,0)
19,97	19,75	(0,22)	(1,1)	Totale vendite in Europa	50,94	47,63	(3,31)	(6,5)
Trasporto di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)								
21,63	18,38	(3,25)	(15,0)		46,52	41,89	(4,63)	(10,0)
13,91	11,16	(2,75)	(19,8)	Per conto Eni	30,03	26,71	(3,32)	(11,1)
7,72	7,22	(0,50)	(6,5)	Per conto Terzi	16,49	15,18	(1,31)	(7,9)
7,66	8,86	1,20	15,7	Vendite di energia elettrica (terawattora)	15,39	16,24	0,85	5,5

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

(b) Escludono gli *special item*.

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

Risultati

Secondo trimestre

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

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

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

Primo semestre

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di 2.202 milioni di euro è aumentato di 208 di euro milioni rispetto al primo semestre 2006, pari al 10,4%, nonostante l'andamento negativo delle vendite di gas (-2,8 miliardi di metri cubi, pari al 6,2% per le società consolidate) penalizzate dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. All'aumento dell'utile hanno contribuito essenzialmente: (i) l'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in relazione alla delibera n. 79/2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (ii) la rilevazione nel primo trimestre 2006 di oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006.

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

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

Altre misure di performance

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

Secondo trimestre					Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.021	786	(235)	(23,0)	EBITDA adjusted	2.482	2.688	206	8,3
450	188	(262)	(58,2)	Mercato	1.115	1.338	223	20,0
223	236	13	5,8	Business regolati	702	648	(54)	(7,7)
270	267	(3)	(1,1)	Trasporto internazionale	516	519	3	0,6
78	95	17	21,8	Generazione elettrica	149	183	34	22,8

L'*EBITDA adjusted* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges adjusted*) è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma includendo cioè, oltre all'*EBITDA* delle società possedute al 100%, la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* di Snam Rete Gas (55%), interamente consolidata nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*, e delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*.

Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile a una utility europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre della metrica maggiormente utilizzata nelle valutazioni delle utility. L'*EBITDA adjusted* non è previsto né dagli *IFRS*, né dagli U.S. GAAP.

Vendite per mercato

Secondo trimestre				(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
9,99	10,21	0,22	2,2	Italia a terzi	27,47	25,63	(1,84)	(6,7)
1,67	2,27	0,60	35,9	Grossisti (aziende di vendita)	6,73	6,89	0,16	2,4
0,54	0,46	(0,08)	(14,8)	Gas release	1,13	0,95	(0,18)	(15,9)
3,29	3,00	(0,29)	(8,8)	Industriali	7,09	6,33	(0,76)	(10,7)
3,63	3,88	0,25	6,9	Termoelettrici	7,90	7,81	(0,09)	(1,1)
0,86	0,60	(0,26)	(30,2)	Residenziali	4,62	3,65	(0,97)	(21,0)
1,61	1,48	(0,13)	(8,1)	Autoconsumi	3,08	2,87	(0,21)	(6,8)
7,29	7,19	(0,10)	(1,4)	Resto d'Europa	18,19	17,19	(1,00)	(5,5)
3,44	2,26	(1,18)	(34,3)	Importatori in Italia	7,51	5,71	(1,80)	(24,0)
3,85	4,93	1,08	28,1	Mercati target	10,68	11,48	0,80	7,5
1,23	1,46	0,23	18,7	Penisola Iberica	2,47	2,92	0,45	18,2
0,73	0,91	0,18	24,7	Germania - Austria	2,51	2,28	(0,23)	(9,2)
0,43	0,32	(0,11)	(25,6)	Ungheria	1,97	1,37	(0,60)	(30,5)
0,54	0,81	0,27	50,0	Nord Europa	1,27	1,57	0,30	23,6
0,69	1,08	0,39	56,5	Turchia	1,73	2,46	0,73	42,2
0,19	0,34	0,15	78,9	Francia	0,57	0,77	0,20	35,1
0,04	0,01	(0,03)	(75,0)	altro	0,16	0,11	(0,05)	(31,3)
0,48	0,68	0,20	41,7	Extra Europa	0,71	0,94	0,23	32,4
1,08	0,87	(0,21)	(19,4)	Upstream in Europa	2,20	1,94	(0,26)	(11,8)
20,45	20,43	(0,02)	(0,1)	Totale vendite gas mondo	51,65	48,57	(3,08)	(6,0)

Secondo trimestre

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

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite in Italia (10,21 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,22 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%. Tale incremento riflette le maggiori forniture ai grossisti (+0,6 miliardi di metri cubi), in relazione alle maggiori disponibilità di gas libico da produzione, e al settore termoelettrico (+0,25 miliardi di metri cubi) solo parzialmente assorbite dalle minori vendite a industriali (-0,29 miliardi di metri cubi) e residenziali

(-0,26 miliardi di metri cubi). Le vendite in base al programma di *Gas release*³ (0,46 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,08 miliardi di metri cubi.

Gli autoconsumi⁴ (1,48 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,13 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2006, pari all'8,1% per effetto essenzialmente delle minori forniture a EniPower.

Le vendite nei principali mercati *target* del resto d'Europa (4,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,08 miliardi di metri cubi, pari al 28,1%, essenzialmente per effetto della crescita registrata: (i) in Turchia (+0,39 miliardi di metri cubi); (ii) nella Penisola Iberica (+0,23 miliardi di metri cubi); (iii) in Germania/Austria (+0,18 miliardi di metri cubi); (iv) in Francia (+0,15 miliardi di metri cubi). In particolare, le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 1,33 miliardi di metri cubi con una flessione di 0,05 miliardi di metri cubi, riferita principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare la GVS (Eni 50%) con 0,46 miliardi di metri cubi e la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,28 miliardi di metri cubi.

3 Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'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.

4 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.

Le vendite extra Europa (0,68 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,2 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2006, pari al 41,7%, per le maggiori forniture al mercato argentino e le vendite internazionali di Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,3 miliardi di metri cubi.

I volumi di gas trasportati in Italia (18,38 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 3,25 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre del 2006, pari al 15%, per effetto del calo della domanda nazionale. I volumi trasportati per conto Eni sono diminuiti di 2,75 miliardi di metri cubi, quelli per conto terzi di 0,5 miliardi di metri cubi.

Le vendite di energia elettrica (8,86 terawattora) sono aumentate di 1,2 terawattora, pari al 15,7%.

Primo semestre

Nel primo semestre 2007, le vendite di gas naturale (48,57 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono diminuite di 3,08 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2006, pari al 6%, per effetto della flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite in Italia (25,63 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,84 miliardi di metri cubi, pari al 6,7%, per effetto in particolare della flessione delle forniture ai clienti residenziali (-0,97 miliardi di metri cubi), al settore industriale (-0,76 miliardi di metri cubi) e ai termoelettrici (-0,09 miliardi di metri cubi) solo in parte compensata dall'incremento delle vendite ai settori grossisti (+0,16 miliardi di metri cubi). Le vendite in base al programma di *Gas release* (0,95 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,18 miliardi di metri cubi.

Gli autoconsumi (2,87 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,21 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2006, pari al 6,8% per effetto essenzialmente delle minori forniture a EniPower.

Le vendite agli importatori in Italia sono diminuite di 1,8 miliardi di metri cubi, per effetto dei minori prelievi da parte di alcuni operatori in relazione all'effetto climatico e a fermate di impianti termoelettrici.

Le vendite nei principali mercati *target* del resto d'Europa (11,48 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,8 miliardi di metri cubi, pari al 7,5%, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Turchia (+0,73 miliardi di metri cubi); (ii) Penisola Iberica (+0,45 miliardi di metri cubi); (iii) Francia (+0,2 miliardi di metri cubi). In particolare le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 3,43 miliardi di metri cubi con una flessione di 0,28 miliardi di metri cubi, riferita principalmente a GVS, e hanno riguardato in particolare la GVS (Eni 50%) con 1,39 miliardi di metri cubi e la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,85 miliardi di metri cubi.

Le vendite extra Europa (0,94 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,23 miliardi di metri cubi e hanno riguardato in particolare la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,43 miliardi di metri cubi.

I volumi di gas trasportati in Italia (41,89 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 4,63 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre del 2006, pari al 10%, per effetto del calo della domanda nazionale. I volumi trasportati per conto Eni sono diminuiti di 3,32 miliardi di metri cubi, quelli per cubi terzi di 1,31 miliardi di metri cubi.

Le vendite di energia elettrica (16,24 terawattora) sono aumentate di 0,85 terawattora, pari al 5,5%.

Refining & Marketing

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
10.166	8.937	(1.229)	(12,1)	Ricavi della gestione caratteristica	19.446	16.880	(2.566)	(13,2)
366	430	64	17,5	Utile operativo	455	420	(35)	(7,7)
(207)	(299)			Esclusione (utile) perdita di magazzino	(254)	(187)		
31	54			Esclusione <i>special item</i> :	78	72		
di cui:								
	37			Oneri (proventi) non ricorrenti		37		
31	17			Altri <i>special item</i>	78	35		
1	1			- svalutazioni	1	1		
17	15			- oneri ambientali	61	32		
6	2			- oneri incentivazione all'esodo	11	3		
2				- accantonamenti a fondo rischi	3			
5	(1)			- altro	2	(1)		
190	185	(5)	(2,6)	Utile operativo adjusted	279	305	26	9,3
64	33	(31)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	111	84	(27)	
(83)	(81)	2		Imposte sul reddito ^(a)	(133)	(139)	(6)	
32,7	37,2			Tax rate (%)	34,1	35,7		
171	137	(34)	(19,9)	Utile netto adjusted	257	250	(7)	(2,7)
137	185	48	35,0	Investimenti	232	319	87	37,5
Margine di raffinazione								
5,77	6,90	1,13	19,6	Brent (\$/bbl)	4,36	4,98	0,62	14,2
4,58	5,12	0,54	11,8	Brent (€/bbl)	3,55	3,75	0,20	5,6
8,46	8,43	(0,03)	(0,4)	Ural (\$/bbl)	7,15	7,25	0,10	1,4

(a) Escludono gli *special item*.**Risultati****Secondo trimestre**

L'utile operativo *adjusted* del secondo trimestre 2007 di 185 milioni di euro è sostanzialmente in linea con il secondo trimestre 2006 (-5 milioni di euro). L'attività di raffinazione ha registrato un incremento del risultato sia per le minori fermate sia che per l'andamento positivo dello scenario trainato in particolare dall'elevato livello dei prezzi delle benzine; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Il risultato della raffinazione è stato compensato dalla flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia dovuto: (i) ai minori margini del mercato rete a causa dei rapidi aumenti dei prezzi internazionali dei prodotti non interamente trasferito sui prezzi finali di vendita; (ii) ai minori margini dei gasoli nel mercato extrarete per effetto della pressione competitiva.

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

Gli *special item* del trimestre (54 milioni di euro) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie e oneri ambientali.

Primo semestre

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

- dei minori margini conseguiti sul mercato rete;
- dei minori risultati del mercato extrarete per la diminuzione dei margini e per i minori volumi

(-9,8%) dovuti alle condizioni climatiche eccezionalmente miti del primo trimestre.

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

Gli *special item* del semestre (72 milioni di euro) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie e oneri ambientali.

Lavorazioni e vendite

Secondo trimestre				(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Lavorazioni e vendite								
8,25	8,24	(0,01)	(0,1)	Lavorazioni in conto proprio in Italia	15,74	16,10	0,36	2,3
1,15	1,08	(0,07)	(6,1)	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	2,27	2,22	(0,05)	(2,2)
6,77	7,09	0,32	4,7	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute	12,63	13,76	1,13	8,9
100	100			Grado di utilizzo della capacità bilanciata (%)	100	100		
2,20	2,19	(0,01)	(0,5)	Rete Italia	4,26	4,17	(0,09)	(2,1)
0,95	0,99	0,04	4,2	Rete resto d'Europa	1,82	1,89	0,07	3,8
3,15	3,18	0,03	1,0	Subtotale rete	6,08	6,06	(0,02)	(0,3)
2,90	2,66	(0,24)	(8,3)	Extrarrete Italia	5,84	5,27	(0,57)	(9,8)
1,03	1,02	(0,01)	(1,0)	Extrarrete resto d'Europa	2,06	2,07	0,01	0,5
0,12	0,14	0,02	16,7	Extrarrete altro estero	0,22	0,27	0,05	22,7
5,35	5,02	(0,33)	(6,2)	Altre vendite	10,67	10,69	0,02	0,2
12,55	12,02	(0,53)	(4,2)	Vendite	24,87	24,36	(0,51)	(2,1)
Vendite per area geografica								
7,59	6,74	(0,85)	(11,2)	Italia	15,14	14,04	(1,10)	(7,3)
1,98	2,01	0,03	1,5	Resto d'Europa	3,88	3,96	0,08	2,1
2,98	3,27	0,29	9,7	Altro estero	5,85	6,36	0,51	8,7

Secondo trimestre

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

Nel secondo trimestre 2007 le vendite di prodotti petroliferi (12,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 530 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2006, pari al 4,2%, per effetto dei minori volumi venduti sul mercato extrarrete per la diminuzione dei consumi di olio combustibile dovuto in particolare ai minori fabbisogni per la generazione elettrica.

Le vendite sulla rete in Italia (2,19 milioni di tonnellate) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al secondo trimestre 2006 in linea con l'andamento dei consumi. Sono diminuite le vendite di benzina a fronte dell'incremento delle vendite di gasolio in linea con la *trend* di sostituzione del parco auto.

La quota di mercato sulla rete in Italia è in lieve flessione passando dal 29,2% nel secondo trimestre 2006 al 29,1% nel secondo trimestre 2007; l'erogato medio (0,63 milioni di litri nel secondo trimestre 2007) è in linea con il secondo trimestre 2006.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (0,99 milioni di tonnellate) sono aumentate di 40 mila tonnellate, pari al 4,2%, essenzialmente in Spagna, Svizzera e Germania. La quota di mercato sulla rete nel resto d'Europa è in lieve aumento passando dal 3% nel secondo trimestre 2006 al 3,1% nel secondo trimestre 2007; l'erogato medio (0,65 milioni di litri nel secondo trimestre 2007) è aumentato di circa 90 mila litri rispetto allo stesso periodo del 2006.

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

Primo semestre

Nel primo semestre 2007 le lavorazioni in conto proprio (18,32 milioni di tonnellate) sono aumentate di 310 mila tonnellate, pari all'1,7%. Le lavorazioni in Italia a struttura costante sono aumentate del 7,3% a 16,18 milioni di tonnellate per le maggiori lavorazioni di Livorno e Sannazzaro dovute alle minori fermate.

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

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

La quota di mercato sulla rete in Italia è in flessione di 0,4 punti percentuali passando dal 29,2% nel primo semestre 2006 al 28,8% primo semestre 2007; l'erogato medio (1,18 milioni di litri nel primo semestre 2007) è diminuito di circa 20 mila litri.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,89 milioni di tonnellate) sono aumentate di 70 mila tonnellate, pari al 3,8%, essenzialmente in Spagna e Germania. La quota di mercato sulla rete nel resto d'Europa è in lieve aumento passando dal 3,1% nel primo semestre 2006 al 3,2% nel primo semestre 2007; l'erogato medio (1,23 milioni di litri nel primo semestre 2007) è aumentato di circa 100 mila litri.

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

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

Petrolchimica

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
1.612	1.802	190	11,8	Ricavi della gestione caratteristica	3.340	3.476	136	4,1
30	96	66	..	Utile operativo	69	211	142	..
(44)	(31)			Esclusione utile di magazzino	(61)	(28)		
19	2			Esclusione <i>special item</i> :	20	6		
				di cui:				
	6			Oneri (proventi) non ricorrenti		6		
19	(4)			Altri <i>special item</i>	20			
				- svalutazioni				
1	(4)			- oneri incentivazione all'esodo	1			
18				- accantonamenti a fondo rischi	20			
				- altro	(1)			
5	67	62	..	Utile operativo adjusted	28	189	161	..
1	2	1		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1	2	1	
7	(18)	(25)		Imposte sul reddito ^(a)		(61)	(61)	
13	51	38	..	Utile netto adjusted	29	130	101	..
24	42	18	75,0	Investimenti	34	56	22	64,7

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre 2007 l'utile operativo *adjusted* di 67 milioni di euro aumenta di 62 milioni di euro per effetto del miglioramento in quasi tutte le aree di *business* a seguito dell'incremento dei margini di vendita dei prodotti, in particolare: (i) il *business* aromatici e polietilene, sostenuti dalla buona dinamica della domanda; (ii) della circostanza che il secondo trimestre 2006 risentiva dell'impatto sulle produzioni e sulle vendite derivante dall'incidente occorso alla Raffineria di Priolo a fine aprile.

Primo semestre

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di 189 milioni di euro aumenta di 161 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento dei margini unitari dei prodotti, essenzialmente il margine del *cracker* e il *business* degli aromatici, dell'effetto positivo del mix di vendita nonché alla circostanza che il primo semestre 2006 risentiva dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla Raffineria di Priolo a fine aprile.

Produzioni e Vendite

Secondo trimestre				(migliaia di tonnellate)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.639	2.181	542	33,1	Produzioni	3.554	4.411	857	24,1
1.274	1.409	135	10,6	Vendite	2.680	2.812	132	4,9
667	753	86	12,9	<i>Petrolchimica di base</i>	1.420	1.510	90	6,3
255	271	16	6,3	<i>Stirenici ed Elastomeri</i>	515	544	29	5,6
352	385	33	9,4	<i>Polietilene</i>	745	758	13	1,7

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre 2007 le vendite di prodotti petrolchimici (1.409 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 135 mila tonnellate rispetto al secondo trimestre 2006 (+10,6%) per effetto essenzialmente della circostanza che il secondo trimestre 2006 risentiva dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla

Raffineria di Priolo a fine aprile. I principali aumenti sono stati registrati: (i) nei *business olefine* (+18,7%) e aromatici (+15,6%), a seguito della maggiore disponibilità di prodotto; (ii) nel *business* polietilene (+9,4%) e stirenici (+9%), in relazione alla crescita della domanda.

Le produzioni (2.181 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 542 mila tonnellate, pari al 33,1%, per effetto essenzialmente del consolidamento delle operazioni dell'impianto di Porto Torres (+332 mila tonnellate) e della circostanza che il secondo trimestre 2006 risentiva della fermata del *cracker* di Priolo. Escludendo tali effetti, le produzioni sono aumentate di 45 mila tonnellate (+3%) per effetto in particolare della crescita registrata su Gela, Ravenna e Brindisi.

Primo semestre

Nel primo semestre 2007 le vendite di prodotti petrolchimici (2.812 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 132 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2006 (+4,9%), essenzialmente le olefine per

effetto della maggiore disponibilità di prodotto a seguito dell'acquisto da Syndial dell'impianto di Porto Torres e della circostanza che il primo semestre 2006 risentiva dell'impatto della fermata del *cracker* di Priolo. In aumento le vendite nei *business* stirenici (+6,8%) ed elastomeri (+3,6%), queste ultime includono nel primo semestre 2007 anche le vendite delle gomme nitriliche di Porto Torres.

Le produzioni (4.411 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 857 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2006, pari al 24,1%, per effetto del consolidamento delle operazioni dell'impianto di Porto Torres (+615 mila tonnellate) e della circostanza che il 2006 risentiva della fermata del *cracker* di Priolo.

Ingegneria & Costruzioni

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
1.770	2.307	537	30,3	Ricavi della gestione caratteristica	3.080	4.269	1.189	38,6
133	214	81	60,9	Utile operativo	211	390	179	84,8
	(11)			Esclusione <i>special item</i> :		(11)		
				di cui:				
	(11)			Oneri (proventi) non ricorrenti		(11)		
133	203	70	52,6	Utile operativo <i>adjusted</i>	211	379	168	79,6
(49)	12	61		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(8)	38	46	
(19)	(56)	(37)		Imposte sul reddito ^(a)	(51)	(113)	(62)	
65	159	94	144,6	Utile netto <i>adjusted</i>	152	304	152	100,0
127	262	135	106,3	Investimenti	224	510	286	127,7

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Secondo trimestre

Nel secondo trimestre 2007 l'utile operativo *adjusted* di 203 milioni di euro aumenta di 70 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2006, pari al 52,6%, per effetto del miglioramento in tutte le aree di *business*. In particolare i maggiori incrementi sono stati registrati: (i) Costruzioni Offshore, a seguito della maggiore attività in Africa Occidentale, Estremo Oriente e Golfo del Messico e al miglioramento dei margini; (ii) Costruzioni Onshore, per effetto della crescita dell'attività e del miglioramento dei margini; e (iii) Perforazioni mare, a seguito della maggiore operatività del *jack-up* Perro Negro 4 e della piattaforma semisommersibile Scarabeo 5.

L'utile netto *adjusted* di 159 milioni di euro aumenta di 94 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2006 per effetto della migliore *performance* operativa anche delle entità collegate.

Primo semestre

L'utile operativo *adjusted* del primo semestre 2007 di 379 milioni di euro aumenta di 168 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006, pari al 79,6%, per effetto del miglioramento in tutte le aree di *business*. In particolare i maggiori incrementi sono stati registrati nelle Costruzioni Offshore e Onshore a seguito dell'incremento del volume d'affari e dei maggiori margini.

L'utile netto *adjusted* di 304 milioni di euro aumenta di 152 milioni di euro rispetto al primo semestre 2006 per effetto della migliore *performance* operativa anche delle entità collegate.

Ordini

	(milioni di euro)			
	2006	2007	Primo semestre Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti^(a)	5.970	4.948	(1.022)	(17,1)
<i>Offshore</i>	1.814	1.881	67	3,7
<i>Onshore</i>	3.157	2.774	(383)	(12,1)
Perforazioni mare	923	144	(779)	(84,4)
Perforazioni terra	76	149	73	96,1
<i>di cui:</i>				
- Eni	1.343	556	(787)	(58,6)
- Terzi	4.627	4.392	(235)	(5,1)
<i>di cui:</i>				
- Italia	763	164	(599)	(78,5)
- Estero	5.207	4.784	(423)	(8,1)

	(milioni di euro)			
	31.12.2006	30.06.2007	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini^(a)	13.191	13.308	117	0,9
<i>Offshore</i>	4.283	4.340	57	1,3
<i>Onshore</i>	6.285	6.400	115	1,8
Perforazioni mare	2.247	2.188	(59)	(2,6)
Perforazioni terra	376	380	4	1,1
<i>di cui:</i>				
- Eni	2.602	2.699	97	3,7
- Terzi	10.589	10.609	20	0,2
<i>di cui:</i>				
- Italia	1.280	897	(383)	(29,9)
- Estero	11.911	12.411	500	4,2

(a) Include il progetto Bonny per ammontare pari a 1 milione di euro di acquisito e 6 milioni di euro sul portafoglio ordini.

Tra le principali acquisizioni del primo semestre del 2007 si segnalano:

- il contratto di EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione di tre treni di stabilizzazione e trattamento del greggio della capacità di 100 mila barili/giorno ciascuno e *facility* di trasporto e stoccaggio, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* di Hassi Messaoud in Algeria;
- il contratto di EPC per conto MEDGAZ per l'installazione di un sistema di condotte sottomarine che consentiranno il trasporto del gas naturale dall'Algeria alla Spagna;
- il contratto di tipo EPC per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di nove moduli di trattamento dell'acqua di mare per l'espansione dell'impianto di Qurayyah, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* Khursaniyah in Arabia Saudita;

- il contratto di tipo EPIC per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di stazioni di pompaggio in giacimento di acqua proveniente dall'impianto di trattamento di Qurayyah.

Gli ordini acquisiti (4.948 milioni di euro) hanno riguardato per il 97% lavori da realizzare all'estero e per l'11% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 giugno 2007 è di 13.308 milioni di euro (13.191 milioni di euro al 31 dicembre 2006); il 93% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 20% riguarda lavori assegnati da imprese di Eni.

Altre attività

Secondo trimestre				(milioni di euro)	Primo semestre			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
251	46	(205)	(81,7)	Ricavi della gestione caratteristica	465	103	(362)	(77,8)
(151)	(215)	(64)	(42,4)	Utile operativo	(216)	(231)	(15)	(6,9)
86	149			Esclusione <i>special item</i> :	88	115		
	65			di cui:		65		
86	84			Oneri (proventi) non ricorrenti	88	50		
52	83			Altri <i>special item</i>	52	83		
1	3			- oneri ambientali	4	6		
1	1			- svalutazioni	1	1		
22	9			- oneri incentivazione all'esodo	22	9		
10	(12)			- accantonamenti a fondo rischi	9	(49)		
(65)	(66)	(1)	(1,5)	Utile operativo adjusted	(128)	(116)	12	9,4
	(4)	(4)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(4)	(4)	
1	(1)	(1)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	6	(6)		
(64)	(70)	(6)	(9,4)	Utile netto adjusted	(122)	(120)	2	1,6
11	21	10	90,9	Investimenti	14	35	21	150,0

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Secondo trimestre

La **perdita netta adjusted** di 70 milioni di euro aumenta rispetto al secondo trimestre 2006 di 6 milioni di euro. Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 149 milioni di euro si riferiscono in particolare agli oneri ambientali (83 milioni di euro) e all'accantonamento a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie, parzialmente compensati dalla transazione tra Syndial e Dow Chemical (37 milioni di euro) che ha regolato alcuni rapporti contrattuali pendenti tra le due società.

Primo semestre

La **perdita netta adjusted** di 120 milioni di euro si riduce rispetto al primo semestre 2006 di 2 milioni di euro. Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 115 milioni di euro si riferiscono in particolare agli oneri ambientali (83 milioni di euro) e all'accantonamento di oneri a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie, parzialmente compensati dalla transazione tra Syndial e Dow Chemical (37 milioni di euro) che ha regolato alcuni rapporti contrattuali pendenti tra le due società.

Non-GAAP measures

RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO A QUELLI ADJUSTED

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

L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana.

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

L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

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

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

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

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

Gli oneri/proventi finanziari, al netto della fiscalità correlata, esclusi dall'utile netto *adjusted* dei settori di attività sono stati allocati sull'aggregato Corporate e società finanziarie.

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

Primo semestre 2007

(milioni di euro)

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

(*) I valori escludono gli special item.

Primo semestre 2006

(milioni di euro)

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

(*) I valori escludono gli special item.

Secondo trimestre 2007

(milioni di euro)

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

(*) I valori escludono gli special item.

Secondo trimestre 2006

(milioni di euro)

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

(*) I valori escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

Secondo trimestre		(milioni di euro)	Primo semestre	
2006	2007		2006	2007
	56	Oneri (proventi) non ricorrenti		56
348	184	Altri special item:	380	177
88	99	- oneri ambientali	152	116
185	80	- svalutazioni	188	83
		- plusvalenze nette su cessione di asset	(57)	
42	9	- accantonamenti a fondo rischi	45	9
18	9	- oneri incentivazione all'esodo	42	19
15	(13)	- altro	10	(50)
348	240	Special item dell'utile operativo	380	233
(14)		Oneri (proventi) finanziari	(14)	
	(6)	Oneri (proventi) su partecipazioni		(6)
(1)	(74)	Imposte sul reddito	6	(72)
333	160	Totale special item dell'utile netto	372	155

DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D. LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)

Il sottoscritto Marco Mangiagalli, *Chief Financial Officer* di Eni, in qualità di dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari dichiara che la relazione trimestrale consolidata al 30 giugno 2007 di Eni SpA corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

La relazione trimestrale al 30 giugno 2007, 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 ed in conformità dei 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.

25 Luglio 2007

/firma/Marco Mangiagalli

Marco Mangiagalli
Chief Financial Officer



Società per Azioni

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2006:

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: Korus - Roma

Stampa digitale: Mari Group Communications - Roma



Società per Azioni
Piazzale Enrico Mattei 1 - 00144 Roma
Tel +39.0659821 • Fax +39.0659822141
www.eni.it