



## Eni annuncia i risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2012

San Donato Milanese, 1 agosto 2012 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2012 (non sottoposti a revisione contabile).

### Highlight finanziari \*

- Utile netto adjusted: €3,94 miliardi (+8%) nel semestre; €1,46 miliardi (+2%) nel trimestre;
- Utile netto: €3,84 miliardi nel semestre; €0,23 miliardi nel trimestre;
- Continuing operations:
  - Utile operativo adjusted: €10,37 miliardi (+19%) nel semestre; €4,24 miliardi (+14%) nel trimestre;
  - Utile netto adjusted: €3,79 miliardi (+4%) nel semestre; €1,38 miliardi (+0,3%) nel trimestre;
  - Cash flow: €8,34 miliardi nel semestre; €4,22 miliardi nel trimestre;
- Proposta di acconto dividendo di €0,54 per azione.

### Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: 1,647 milioni di boe/giorno +10,6% nel trimestre (+4,7% nel semestre);
- Vendite di gas: -4% a 20,15 miliardi di metri cubi nel trimestre (-4,8% nel semestre);
- Definita la cessione del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti. Già realizzata la cessione di un primo 5% a investitori istituzionali;
- Ceduto il 5% di Galp ad Amorim Energia BV;
- Le nuove scoperte giant Mamba Nord Est 2 e Coral 1 nell'offshore del Mozambico incrementano a 1.974 miliardi di metri cubi di gas in place il pieno potenziale dell'Area 4;
- Acquisiti titoli minerari in aree promettenti: Vietnam, Kenya e Indonesia;
- Rafforzato il portafoglio di risorse non convenzionali in Ucraina;
- Avviata in partnership con Rosneft l'esplorazione nell'offshore russo del Mare di Barents e del Mar Nero;
- I successi esplorativi del semestre aumentano di 2,2 miliardi di boe il patrimonio di risorse Eni.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

*"Nel primo semestre Eni ha conseguito risultati eccellenti grazie alla forte crescita della produzione sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia. Sono particolarmente soddisfatto dei nostri successi esplorativi e dell'ingresso in nuove aree ad elevato potenziale. In Gas & Power e Refining & Marketing abbiamo contenuto l'impatto della crisi dei mercati di riferimento. Le dismissioni già avviate delle nostre quote in Snam e Galp ci assicureranno una struttura finanziaria adeguata a sostenere, in qualunque circostanza di mercato, una robusta crescita di lungo termine. In considerazione delle ottime prospettive di Eni proporrò al CdA del 20 settembre un acconto sul dividendo di €0,54 per azione."*

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2012 redatta ai sensi dell'art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della relazione semestrale è prevista entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti dell'attività di revisione.

\* Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti del presente comunicato stampa.

## Highlight finanziari

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11	RISULTATI ECONOMICI <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	I semestre		
						2011	2012	Var. %
<b>3.717</b>	<b>6.128</b>	<b>4.243</b>	<b>14,2</b>	<b>Utile operativo adjusted - continuing operations <sup>(b)</sup></b>		<b>8.727</b>	<b>10.371</b>	<b>18,8</b>
<b>1.377</b>	<b>2.406</b>	<b>1.381</b>	<b>0,3</b>	<b>Utile netto adjusted - continuing operations</b>		<b>3.640</b>	<b>3.787</b>	<b>4,0</b>
0,38	0,66	0,38		- per azione (€) <sup>(c)</sup>		1,00	1,05	5,0
1,09	1,73	0,97	(11,0)	- per ADR (\$) <sup>(c) (d)</sup>		2,81	2,72	(3,2)
<b>1.197</b>	<b>3.544</b>	<b>156</b>	<b>(87,0)</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>3.811</b>	<b>3.700</b>	<b>(2,9)</b>
0,33	0,98	0,04	(87,9)	- per azione (€) <sup>(c)</sup>		1,05	1,02	(2,9)
0,95	2,57	0,10	(89,5)	- per ADR (\$) <sup>(c) (d)</sup>		2,95	2,64	(10,5)
<b>57</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>24,6</b>	<b>Utile netto - discontinued operations</b>		<b>(10)</b>	<b>144</b>	<b>..</b>
<b>1.254</b>	<b>3.617</b>	<b>227</b>	<b>(81,9)</b>	<b>Utile netto</b>		<b>3.801</b>	<b>3.844</b>	<b>1,1</b>

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

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

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

### Utile operativo adjusted

Nel secondo trimestre 2012 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted delle continuing operations di €4,24 miliardi con un aumento del 14,2% rispetto al secondo trimestre 2011 per effetto del miglioramento di performance della divisione Exploration & Production (+10,8%) trainata dalla ripresa della produzione in Libia. Nonostante il deterioramento della domanda e la crescente pressione competitiva, l'Attività Mercato della divisione Gas & Power ha contenuto la perdita al livello del trimestre dell'anno precedente (-€17 milioni) grazie alla migliorata posizione di costo dovuta ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento e alla ripresa delle forniture libiche. Analogamente, le divisioni Refining & Marketing e Chimica hanno registrato perdite operative sostanzialmente in linea nel contesto della perdurante debolezza dei rispettivi mercati. Il risultato operativo di Gruppo ha beneficiato nel complesso del rilevante apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+11%). Nel primo semestre 2012 l'utile operativo adjusted delle continuing operations di €10,37 miliardi è aumentato del 18,8% rispetto al primo semestre 2011 per effetto degli stessi driver del trimestre, nonché della migliore performance operativa della divisione Gas & Power che ha registrato il beneficio economico retroattivo all'inizio del 2011 di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento.

### Utile netto adjusted

Nel secondo trimestre 2012 l'utile netto adjusted delle continuing operations di €1,38 miliardi è in linea con lo stesso periodo dell'anno precedente. Il miglioramento della performance operativa è stato compensato dall'incremento di circa 4 punti percentuali del tax rate consolidato calcolato sulle continuing operations. Quest'ultimo riflette il maggior contributo del settore Exploration & Production soggetto a più elevate aliquote fiscali. Nel primo semestre 2012 l'utile netto adjusted delle continuing operations di €3,79 miliardi è aumentato del 4%.

### Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici delle continuing operations di €3,02 miliardi nel secondo trimestre (€5,65 miliardi nel semestre) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi e l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem. Nel semestre sono stati sostenuti €0,3 miliardi di investimenti finanziari.

### Cash flow

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations è stato di €4.219 milioni (€8.340 milioni nel semestre). Il flusso di cassa netto da attività operativa e gli incassi da dismissioni di €774 milioni hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici e al pagamento dei dividendi di €2.298 milioni (di cui €1.884 milioni relativi al saldo dividendo 2011 di Eni) e di ridurre l'indebitamento finanziario netto <sup>1</sup> di €1.123 milioni rispetto a fine 2011 a €26.909 milioni che tiene conto dell'operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito intercompany di Snam (€1,5 miliardi). Il flusso di cassa netto da attività operativa del trimestre è stato penalizzato da un minore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile con una flessione di circa €450 milioni rispetto al 31 marzo 2012. Il leverage <sup>2</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – pari allo 0,42 al 30 giugno 2012 è diminuito in misura significativa rispetto a 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,43 al 31 marzo 2012) riflettendo oltre che l'incremento del total equity, l'effetto della rappresentazione sintetica di Snam in base allo IFRS5 in relazione ad una operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito verso Eni (€1,5 miliardi). Nel mese di luglio Snam ha proseguito nella sua azione di rifinanziamento del debito verso Eni che al 30 luglio si è ulteriormente ridotto di €1 miliardo.

[1] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.

[2] In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. pag. 33.

## Acconto dividendo 2012

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2012 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione che delibera il 20 settembre 2012 sarà di €0,54 per azione<sup>3</sup> (€0,52 nel 2011) da mettere in pagamento a partire dal 27 settembre 2012 con stacco cedola il 24 settembre 2012.

## Highlight operativi e di scenario

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	I semestre 2011	2012	Var. %	
<b>1.489</b>	<b>1.674</b>	<b>1.647</b>	<b>10,6</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.586</b>	<b>1.661</b>	<b>4,7</b>
793	867	856	7,9	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	846	861	1,8
110	127	124	12,7	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	126	8,6
<b>21,00</b>	<b>30,61</b>	<b>20,15</b>	<b>(4,0)</b>	<b>Vendite gas mondo</b>	(miliardi di metri cubi)	<b>53,33</b>	<b>50,76</b>	<b>(4,8)</b>
<b>9,66</b>	<b>12,29</b>	<b>9,62</b>	<b>(0,4)</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>19,34</b>	<b>21,91</b>	<b>13,3</b>
<b>2,90</b>	<b>2,53</b>	<b>2,74</b>	<b>(5,5)</b>	<b>Vendite di prodotti petroliferi rete Europa</b>	(milioni di tonnellate)	<b>5,54</b>	<b>5,27</b>	<b>(4,9)</b>

## Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2012 la produzione di idrocarburi è stata di 1,647 milioni di boe/giorno (1,661 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2012) in crescita del 10,6% rispetto al secondo trimestre 2011 (+4,7% rispetto al primo semestre 2011). La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/entrata a regime di giacimenti in Australia, Russia ed Egitto. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%), dalla rapida crescita dei fenomeni di furto e sabotaggio registrati in Nigeria e dai declini produttivi.

## Gas & Power

Nel secondo trimestre 2012 le vendite di gas di 20,15 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 4% rispetto al secondo trimestre 2011 (-4,8% rispetto al primo semestre 2011 a 50,76 miliardi di metri cubi) a causa della debolezza della domanda e dell'azione della concorrenza. Le vendite Eni in Italia sono diminuite dell'8,3% nel trimestre (-2,2% nel semestre) per effetto principalmente della sensibile diminuzione dei consumi termoelettrici, penalizzati dalla maggiore competitività del carbone e dalla crescita delle fonti rinnovabili. Altri cali di volume hanno riguardato i grossisti e i clienti industriali. In aumento i ritiri del residenziale per effetto dell'impatto positivo delle condizioni climatiche e i volumi commercializzati al PSV/borsa. Nel trimestre le vendite nei mercati europei hanno evidenziato una leggera flessione (-1,3%) imputabile ai mercati di UK/Nord Europa e Germania/Austria, il cui andamento è stato attenuato dalla crescita in Turchia e Francia. Nel semestre la riduzione del 3,8% è imputabile ai minori volumi commercializzati in Benelux, per pressione competitiva, e UK/Nord Europa (principalmente per minore produzione di gas equity) in parte compensate dalla crescita in Germania/Austria, Turchia e Francia. In sensibile contrazione i ritiri degli importatori in Italia (-57,1% e -57,7% rispettivamente nei due periodi di confronto) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, in parte compensata dalla ripresa delle forniture libiche.

## Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2012 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo ha evidenziato una consistente ripresa rispetto ai valori depressi registrati nello stesso periodo dell'anno precedente (margine TRC Brent a 5,89 \$/barile, rispetto a 1,09 \$/barile del secondo trimestre 2011). Tuttavia i risultati sono stati penalizzati dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del calo della domanda di prodotti petroliferi.

Nel secondo trimestre 2012 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 7,5% a 1,98 milioni di tonnellate (-7,1% nel semestre); le azioni di marketing hanno consentito di incrementare la quota di mercato al 30,8% nel secondo trimestre 2012 rispetto al 30,3% del secondo trimestre 2011 con una punta massima del 33% nel mese di giugno. Le vendite rete nei mercati europei del secondo trimestre 2012 sono stabili (a 0,76 milioni di tonnellate; in lieve aumento nel semestre a 1,48 milioni di tonnellate, +1,4%) grazie al contributo dei maggiori volumi commercializzati principalmente in Austria e Svizzera, compensati dalle flessioni negli altri Paesi.

## Cambio euro/dollaro USA

I risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2012 hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+11% nel trimestre; +7,6% nel semestre).

[3] Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

## Sviluppi di business

### Mozambico

La campagna esplorativa nell'offshore del Mozambico ha conseguito di recente due nuovi successi che portano il totale a 5. In maggio la scoperta giant nel prospetto esplorativo Coral 1 ha individuato un accumulo di risorse stimate tra 198 e 282 miliardi di metri cubi. La scoperta di Coral 1, perforato a sud dell'Area 4 in 2.261 metri di acqua raggiungendo la profondità complessiva di 4.869 metri, riveste particolare importanza poiché ha provato un nuovo obiettivo esplorativo indipendente da quelli sinora perforati con i pozzi di Mamba.

Il 1° agosto una nuova scoperta giant è avvenuta nel prospetto esplorativo Mamba Nord Est 2, nella parte orientale dell'Area 4. Mamba Nord Est 2, sul quale Eni condurrà test di produzione, è stato perforato in 1.994 metri d'acqua e ha raggiunto la profondità complessiva di 5.365 metri. La nuova scoperta incrementa di almeno 282 miliardi di metri cubi di gas in posto i volumi scoperti nell'Area 4, che sono valutati in almeno 1.748 miliardi di metri cubi di gas in posto, dei quali almeno 564 di pertinenza esclusiva dell'area stessa.

Eni stima che il pieno potenziale delle scoperte effettuate nell'Area 4 raggiunga i 1.974 miliardi di metri cubi di gas in place.

A seguito della nuova scoperta, Eni ha in programma la perforazione di almeno altri 5 pozzi per completare l'accertamento del potenziale addizionale dell'Area 4.

### Kenya

Nel luglio 2012 sono stati assegnati a Eni dal governo del Kenya tre contratti di production sharing relativi ai blocchi esplorativi L-23, L-21 e L-24, situati nelle acque profonde e ultraprofonde del Bacino di Lamu, al largo delle coste del Kenya, per un'estensione di oltre 35.000 chilometri quadrati segnando l'ingresso della società nel Paese Sub-Sahariano. Il programma di lavoro prevede l'acquisizione di studi geofisici.

### Vietnam

Nel giugno e luglio 2012 sono stati firmati accordi per l'acquisizione di una quota del 50% con il ruolo di operatore in tre blocchi esplorativi offshore situati nei bacini di Song Hong e Phu Khanh dell'estensione complessiva di circa 21.000 chilometri quadrati. Si stima che i bacini interessati possano contenere circa il 10% delle risorse di idrocarburi del Paese, prevalentemente a gas. È programmata un'intensa campagna esplorativa che prevede la perforazione di quattro pozzi. L'operazione è soggetta ad approvazione delle competenti Autorità.

### Ucraina

Nel giugno 2012 è stato firmato un accordo con la compagnia di Stato ucraina e con la società Cadogan Petroleum Plc per l'acquisizione della quota del 50,01% e l'operatorship nella compagnia ucraina LLC WESTGASINVEST che possiede i diritti di sfruttamento relativi a 9 blocchi per l'esplorazione e lo sviluppo di shale gas situati nel bacino del Lviv, nella parte occidentale dell'Ucraina per un'estensione di circa 3.800 chilometri quadrati.

### Indonesia

Nel maggio 2012 sono stati aggiudicati i diritti di esplorazione del blocco East Sepinggan, dell'estensione di circa 2.900 chilometri quadrati situato nell'offshore indonesiano nel bacino di Kutei, area particolarmente ricca di idrocarburi, prossima al terminale di liquefazione di Bontang. Il programma esplorativo prevede la perforazione di un pozzo.

### Russia

Nel giugno 2012, facendo seguito al memorandum strategico dello scorso aprile, sono stati definiti gli accordi con la compagnia di Stato russa Rosneft per la costituzione dei veicoli societari (quota Eni 33,33%) che opereranno l'esplorazione delle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore russo del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore russo del Mar Nero.

### Karachaganak

Il 28 giugno 2012 le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazache hanno finalizzato il settlement agreement per la chiusura del contenzioso pendente in materia di recuperabilità contrattuale dei costi sostenuti dal Consorzio per lo sviluppo del giacimento a fronte dell'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). Per effetto dell'accordo le Contracting Companies cedono pro-quota al partner Kazakho il 10% del progetto per il corrispettivo netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni). La quota Eni nell'iniziativa scende dal 32,5% al 29,25%. Gli altri termini dell'accordo riguardano: i) l'assegnazione a favore del Consorzio di 2 milioni/anno di tonnellate di capacità addizionale nell'oleodotto CPC con regimazione entro il 2014 e fino alla scadenza del FPSA; ii) la definizione di una serie di contenziosi pendenti in materia fiscale fino a tutto il 2009.

## Attività esplorativa

Oltre ai successi in Mozambico, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo in:

- Egitto con la rilevante scoperta Emry Deep 1X già avviata alla produzione nella concessione Meleiha con volumi di olio in place stimati tra i 150 e 250 milioni di barili di olio;
- Angola (i) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con la scoperta a olio di Vandumbu 1, primo pozzo di commitment del secondo periodo esplorativo; (ii) nel Blocco 2 (Eni 20%), con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati;
- Stati Uniti, nel Blocco Green Canyon 903 (Eni 12,25%) nel Golfo del Messico con il successo della campagna di delimitazione della scoperta di Heidelberg, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili.

## Avvii produttivi

A giugno 2012 è stata avviata la produzione di gas del giacimento offshore di Seth, situato nella concessione Ras El Barr, in Egitto. Si stima che il giacimento produrrà circa 4,8 milioni di metri cubi di gas/giorno, dei quali 1,7 milioni (circa 11.000 barili di olio equivalente al giorno) in quota Eni.

## Cessione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti

Il 30 maggio 2012 Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno fissato i termini principali della cessione del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam al prezzo di €3,47 per azione per il corrispettivo complessivo di €3.517 milioni. Il contratto di compravendita tra le due controparti è stato stipulato il 15 giugno e soggetto a talune condizioni sospensive tra le quali l'ottenimento dell'autorizzazione antitrust, con il closing che potrà essere realizzato a partire dal 15 ottobre prossimo. Il closing della transazione determinerà la perdita del controllo di Eni su Snam.

Il corrispettivo dell'operazione sarà pagato da CDP in tre tranches:

- (i) prima tranche pari a €1,759 miliardi da pagarsi alla data del closing;
- (ii) seconda tranche pari a €879 milioni da pagarsi entro il 31 dicembre 2012;
- (iii) terza tranche, a saldo del corrispettivo dovuto, pari a €879 milioni, da pagarsi entro il 31 maggio 2013.

L'operazione<sup>4</sup> attua le disposizioni del decreto legge sulle "liberalizzazioni" (DL n. 1/2012, art. 15, convertito nella legge n. 27/2012) ai sensi del quale la separazione di Snam da Eni deve avvenire secondo il modello di separazione proprietaria (c.d. "ownership unbundling"; ex D.Lgs n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") volti ad assicurare la piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia.

Inoltre il DPCM stabilisce la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri. Il corrispettivo dell'operazione è di €612,5 milioni, pari a €3,43 per azione.

Il disinvestimento dai Business regolati Italia grazie agli incassi della vendita e al deconsolidamento del debito di Snam consentirà a Eni di rafforzare in misura importante la struttura patrimoniale, con un rapporto debito-mezzi propri allineato a quello delle migliori compagnie petrolifere internazionali. In tal modo Eni disporrà della necessaria flessibilità finanziaria nel contesto del nuovo modello di business caratterizzato dalla forte esposizione upstream, delle ingenti risorse richieste per sostenere la crescita delle produzioni e lo sviluppo delle recenti scoperte, e delle difficili condizioni del mercato del credito.

## Cessione di Galp

Il 20 luglio 2012 Eni ha concluso con Amorim Energia BV l'operazione di cessione di 41.462.532 azioni, al prezzo di €14,25 per azione, pari al 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS, SA. Come previsto dagli accordi firmati da Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depositos e comunicati al mercato il 29 marzo, tale vendita sancisce l'uscita di Eni dal patto parasociale e la cessazione del rapporto di collegamento con Galp. La partecipazione Eni in Galp Energia scende al 28,34% e assume natura finanziaria.

[4] Alla data della transazione CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole su quest'ultima nonché è sottoposta, con Eni, a comune controllo da parte del MEF. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob. Per informazioni di dettaglio si rinvia al Documento Informativo redatto ai sensi dell'articolo 5 del Regolamento Consob 17221/2010 e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

## Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale sulla quale pesano le ridotte prospettive di crescita dei Paesi dell'eurozona. I mercati delle commodity energetiche rimangono volatili. Per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 117 \$/barile sostenuto dal buon andamento della domanda proveniente da Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa su di un trend debole a causa del rallentamento economico nell'eurozona e della crisi dei consumi termoelettrici, mentre l'offerta si conferma abbondante con mercati spot continentali molto liquidi. La competizione sul pricing continua a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita, con effetti depressivi sui margini. Il management prevede il permanere dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica e delle utility energetiche "oil-linked", contrazione della domanda di carburanti ed eccesso di capacità.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2011 (1,58 milioni di boe/giorno il dato consuntivo 2011) per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello ante crisi, attenuato dagli slittamenti di alcuni importanti avvisi, dall'impatto della fermata di Elgin Franklin nella sezione britannica del Mare del Nord e dalla rapida crescita dei fenomeni di furto e sabotaggio registrati in Nigeria;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In Italia dove è attesa una contrazione importante della domanda a causa della recessione e del crollo dei consumi termoelettrici, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato puntando a sviluppare il segmento retail e le vendite spot; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target di Francia, Germania/Austria e Benelux, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nei mercati a premio. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-Country e l'eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in calo rispetto ai volumi lavorati nel 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dell'attesa contrazione della domanda di carburanti e dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, assetti e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2011 (11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio e lo sviluppo dell'offerta non oil. Nel resto d'Europa si prevedono volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni:** le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per gli investimenti delle continuing operations sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (€11,91 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici delle continuing operations e €0,36 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011). I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accertare il potenziale delle recenti scoperte (Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia), le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il completamento del progetto EST nella raffinazione, potenziamenti selettivi nella petrolchimica e interventi di upgrading della flotta Saipem. Il leverage a fine periodo è previsto in miglioramento rispetto al livello consuntivo nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 117 dollari/barile e gli effetti delle dismissioni avviate.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practices di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2012, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali trend di business rappresentano una sintesi della Relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata ieri dal CdA Eni e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La Relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro la prima metà del mese di agosto unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al secondo e al primo trimestre 2012 e al secondo trimestre 2011 e al primo semestre 2012 e 2011. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2012, al 31 marzo 2012 e al 31 dicembre 2011. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata.

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione 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.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 30 giugno 2012 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2011, per la cui descrizione si fa rinvio.

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) emanato il 25 maggio 2012 ha stabilito i termini e le modalità della separazione proprietaria della Snam da Eni sancita dall'art. 15 del DL n.1/2012 "Decreto Liberalizzazioni", convertito nella legge n. 27 del 24 marzo 2012. I Business regolati Italia nel settore gas gestiti dalla Snam costituiscono un segmento di attività rilevante per Eni e pertanto sono stati rappresentati nei risultati del secondo trimestre e primo semestre 2012 come "discontinued operations" in conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5. Gli effetti della sospensione del processo di ammortamento prevista dal principio contabile non sono significativi considerando che la data di definizione degli accordi di cessione è prossima alla chiusura del periodo contabile. In base alle disposizioni del principio citato le attività/passività, il risultato netto e il flusso di cassa netto da attività operativa relativi al settore dei Business regolati Italia costituito dalla Snam SpA e dalle sue controllate, sono rappresentati distintamente dalle "continuing operations" del Bilancio consolidato Eni. In relazione a ciò trattandosi di società consolidate, i risultati economici della discontinued operation sono quelli derivanti dalle operazioni con controparti terze rispetto al Gruppo e pertanto tengono conto del processo di elisione delle transazioni intercompany. Tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti. I periodi contabili di confronto sono stati oggetto di re-statement per omogeneità.

Apposite note esplicative illustrano contenuto e significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

*Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Alessandro Bernini, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.*

#### **Disclaimer**

*Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, 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 trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.*

\* \* \*

#### **Contatti societari**

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

#### **Investor Relations**

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

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

#### **Ufficio Stampa Eni**

**Casella e-mail:** [ufficio.stampa@eni.com](mailto:ufficio.stampa@eni.com)

**Tel.:** +39 0252031287 - +39 0659822040

\* \* \*

#### **Eni**

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

**Capitale sociale:** euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2012 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo [eni.com](http://eni.com).



## Relazione trimestrale consolidata

### Sintesi dei risultati<sup>5</sup> del secondo trimestre e primo semestre 2012

(€ milioni)

II trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012	Var. % II trim. 12 vs 11		I semestre 2011	2012	Var. %
<b>24.118</b>	<b>33.140</b>	<b>30.063</b>	<b>24,6</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations</b>	<b>52.526</b>	<b>63.203</b>	<b>20,3</b>
<b>3.604</b>	<b>6.537</b>	<b>2.780</b>	<b>(22,9)</b>	<b>Utile operativo - continuing operations</b>	<b>9.187</b>	<b>9.317</b>	<b>1,4</b>
(240)	(412)	326		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(909)	(86)	
353	3	1.137		Esclusione special item	449	1.140	
<b>3.717</b>	<b>6.128</b>	<b>4.243</b>	<b>14,2</b>	<b>Utile operativo adjusted - continuing operations</b>	<b>8.727</b>	<b>10.371</b>	<b>18,8</b>
				Dettaglio per settore di attività			
3.822	5.091	4.234	10,8	Exploration & Production	7.953	9.325	17,3
(314)	922	(369)	(17,5)	Gas & Power	21	553	..
(124)	(226)	(144)	(16,1)	Refining & Marketing	(273)	(370)	(35,5)
(32)	(169)	(26)	18,8	Chimica	(45)	(195)	..
378	374	388	2,6	Ingegneria & Costruzioni	720	762	5,8
(60)	(46)	(57)	5,0	Altre attività	(105)	(103)	1,9
(69)	(81)	(100)	(44,9)	Corporate e società finanziarie	(153)	(181)	(18,3)
116	263	317		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>	609	580	
(221)	(271)	(531)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(278)	(802)	
399	172	297		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	652	469	
(2.318)	(3.374)	(2.539)		Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(4.796)	(5.913)	
59,5	56,0	63,3		Tax rate (%)	52,7	58,9	
<b>1.577</b>	<b>2.655</b>	<b>1.470</b>	<b>(6,8)</b>	<b>Utile netto adjusted - continuing operations</b>	<b>4.305</b>	<b>4.125</b>	<b>(4,2)</b>
<b>1.197</b>	<b>3.544</b>	<b>156</b>	<b>(87,0)</b>	<b>Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>	<b>3.811</b>	<b>3.700</b>	<b>(2,9)</b>
(170)	(279)	209		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(644)	(70)	
350	(859)	1.016		Esclusione special item	473	157	
<b>1.377</b>	<b>2.406</b>	<b>1.381</b>	<b>0,3</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>	<b>3.640</b>	<b>3.787</b>	<b>4,0</b>
59	74	76	28,8	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations	(6)	150	..
<b>1.436</b>	<b>2.480</b>	<b>1.457</b>	<b>1,5</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>	<b>3.634</b>	<b>3.937</b>	<b>8,3</b>
				<b>Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>			
0,33	0,98	0,04	(87,9)	per azione (€)	1,05	1,02	(2,9)
0,95	2,57	0,10	(89,5)	per ADR (\$)	2,95	2,64	(10,5)
				<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>			
0,38	0,66	0,38		per azione (€)	1,00	1,05	5,0
1,09	1,73	0,97	(11,0)	per ADR (\$)	2,81	2,72	(3,2)
<b>3.622,6</b>	<b>3.622,7</b>	<b>3.622,8</b>		<b>Numero medio ponderato delle azioni in circolazione<sup>(c)</sup></b>	<b>3.622,6</b>	<b>3.622,7</b>	
<b>4.272</b>	<b>4.121</b>	<b>4.219</b>	<b>(1,2)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>8.390</b>	<b>8.340</b>	<b>(0,6)</b>
139	74	8	(95,0)	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	206	82	(60,2)
<b>4.411</b>	<b>4.195</b>	<b>4.227</b>	<b>(4,2)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>8.596</b>	<b>8.422</b>	<b>(2,0)</b>
<b>3.343</b>	<b>2.632</b>	<b>3.015</b>	<b>(9,8)</b>	<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>	<b>5.958</b>	<b>5.647</b>	<b>(5,2)</b>

(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.

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

[5] Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag. 25.



## Principali indicatori di mercato

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
117,36	118,49	108,19	(7,8)	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	111,16	113,34	2,0
1,439	1,311	1,281	(11,0)	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,403	1,296	(7,6)
81,56	90,38	84,46	3,6	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,23	87,45	10,4
1,09	2,92	5,89	..	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	1,41	4,41	..
2,20	3,26	6,31	..	Margine di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	2,77	4,79	72,9
0,76	2,23	4,60	..	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,00	3,40	..
9,36	9,34	9,09	(2,9)	Prezzo gas NBP <sup>(d)</sup>	9,23	9,21	(0,2)
1,4	1,0	0,7	(51,4)	Euribor - a tre mesi (%)	1,3	0,9	(30,4)
0,3	0,5	0,5	80,8	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,5	69,0

(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.

(d) In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.

## Risultati di Gruppo

Nel secondo trimestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €156 milioni è diminuito di €1.041 milioni rispetto al secondo trimestre 2011, pari a -87%. Tale contrazione riflette la flessione dell'utile operativo (-22,9%) registrata principalmente nei settori Gas & Power e Refining & Marketing a causa della contrazione della domanda e della pressione sui margini unitari. Inoltre, sulla base delle ridimensionate prospettive di redditività di tali business, il management ha proceduto a svalutare il goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo del gas e impianti di raffinazione per l'ammontare complessivo di circa un miliardo di euro. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'ottima performance del settore Exploration & Production grazie alla crescita delle produzioni e all'andamento del cambio euro/dollaro. Inoltre, l'utile di Gruppo è stato penalizzato dall'aumento del tax rate dovuto al maggior contributo del settore Exploration & Production soggetto a più elevate aliquote fiscali e all'entità degli oneri non deducibili (svalutazioni di goodwill).

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** che include il contributo delle discontinued operations è stato di €227 milioni (-€1.027 milioni rispetto al secondo trimestre 2011, pari a -81,9%).

Nel primo semestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €3.700 milioni è diminuito di €111 milioni (-2,9%) rispetto al primo semestre 2011. L'utile operativo è aumentato dell'1,4% per effetto dei driver descritti nel commento del trimestre, nonché per la circostanza che nel primo trimestre 2012 il settore Gas & Power ha beneficiato di un provento connesso alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva all'inizio del 2011. Inoltre, l'utile di Gruppo del semestre ha beneficiato di un provento straordinario relativo alla partecipazione in Galp di €835 milioni dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita. Tali fattori positivi sono stati più che compensati: (i) dal peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-€231 milioni) dovuto alla crescita dell'indebitamento finanziario netto medio, alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39, nonché a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto riduzione dei tassi; (ii) dalle maggiori imposte sul reddito (-€1.037 milioni) dovute all'aumento del tax rate consolidato (circa 7 punti percentuali) per i fattori descritti nel commento del trimestre in parte attenuati dalla non imponibilità del provento straordinario rilevato sulla partecipazione in Galp. Nel primo semestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** che include il contributo delle discontinued operations è stato di €3.844 milioni (+1,1% rispetto al primo semestre 2011).

Nel secondo trimestre 2012 l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** è stato di €4.243 milioni, +14,2% rispetto al secondo trimestre 2011 (€10.371 milioni nel semestre, +18,8%). L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €1.381 milioni è sostanzialmente in linea al secondo trimestre 2011. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €209 milioni e gli special item costituiti da oneri di €1.016 milioni, al netto della riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria di €207 milioni, con una rettifica complessiva di +€1.225 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo delle **continuing operations** (oneri netti per €1.137 milioni nel trimestre; €1.140 million nel semestre) si riferiscono a: (i) svalutazioni di €1.153 milioni relative principalmente a impianti e goodwill nei business Mercato gas e raffinazione a causa del deterioramento della domanda di commodity penalizzata dalla recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva con aspettative di ulteriori flessioni dei margini unitari. Svalutazioni di minori entità hanno riguardato proprietà oil&gas in USA del settore Exploration & Production in funzione dell'aggiornamento dello scenario prezzi e della revisione delle riserve; (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un provento di €207 milioni nel trimestre); (iii) l'accantonamento per incentivazione all'esodo del personale (€49 milioni) e oneri ambientali (€35 milioni). Tali oneri sono stati parzialmente compensati dalla plusvalenza realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement.

Nel semestre l'**utile operativo adjusted da continuing operations** è stato di €10.371 milioni (+18,8%). L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni da continuing operations** di €3.787 milioni è aumentato di €147 milioni rispetto al primo semestre 2011 (+4%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €70 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €157 milioni, con una rettifica complessiva di €87 milioni. Gli special item del semestre sono rappresentati dagli oneri netti rilevati nel secondo trimestre compensati dal provento straordinario rilevato sulla partecipata Galp di €835 milioni.

## Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel secondo trimestre 2012 è stato determinato dal maggior utile operativo adjusted registrato nei settori Exploration & Production e Ingegneria & Costruzioni, i cui effetti sono stati attenuati dalla contrazione dell'utile operativo adjusted registrata nei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Il confronto su base semestrale evidenzia un incremento dell'utile netto del 4% che riflette la migliore performance operativa (+18,8%) dovuta principalmente ai settori Exploration & Production, Gas & Power e, in misura minore, al settore Ingegneria & Costruzioni. Per il settore Gas & Power va ricordata la rilevazione contabile nel primo trimestre del 2012 di price revision di competenza economica 2011.

### Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2012 il settore ha registrato un incremento del 10,8% dell'utile operativo adjusted a €4.234 milioni (+17,3% nel semestre) trainato dalla ripresa della produzione in Libia. Inoltre, il risultato ha beneficiato dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività. L'utile netto adjusted è aumentato rispettivamente del 2% e del 5,3% nel confronto trimestrale e semestrale scontando un maggiore tax rate adjusted (+2,1 e 3,4 punti percentuali) a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

### Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una solida performance operativa su base adjusted in crescita del 2,6% e del 5,8% rispettivamente nel secondo trimestre 2012 a €388 milioni e nel primo semestre a €762 milioni. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse in particolare nel business Engineering & Construction. L'utile netto adjusted è aumentato rispettivamente dell'1,8% e del 3% nel confronto trimestrale e semestrale.

### Gas & Power

Nel secondo trimestre 2012 il settore Gas & Power ha registrato una perdita operativa adjusted di €369 milioni, in peggioramento di €55 milioni rispetto al secondo trimestre 2011 a causa principalmente del minore utile del Trasporto Internazionale (-29,5% nel trimestre; -20% nel semestre) che riflette l'effetto della cessione di attività realizzate nel 2011. L'attività Mercato ha registrato una perdita stabile. Gli effetti della contrazione dei margini unitari di commercializzazione del gas, il calo dei volumi a seguito della debole dinamica della domanda in Italia e in Europa e la forte pressione competitiva sono stati attenuati dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas e dalla ripresa delle forniture libiche. La perdita netta adjusted del settore è stata pari a €90 milioni nel trimestre, con un miglioramento di €60 milioni rispetto al secondo trimestre 2011.

Nel primo semestre 2012 il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €553 milioni (+€532 milioni rispetto al primo semestre 2011) che riflette il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno più che compensato l'impatto negativo sul risultato connesso al deterioramento del mercato. In aumento di €399 milioni l'utile netto adjusted del semestre.

### **Refining & Marketing**

Nel secondo trimestre 2012 il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di -€144 milioni (-€370 milioni nel primo semestre 2012) con un peggioramento di €20 milioni rispetto al secondo trimestre del 2011, pari al 16,1% (-€97 milioni nel confronto su base semestrale, -35,5%) per effetto del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del calo della domanda di prodotti petroliferi. Al fine di attenuare l'impatto dello scenario sono state intensificate le iniziative di efficienza. La perdita netta adjusted è aumentata di €25 milioni e €89 milioni rispettivamente nel secondo trimestre e nel primo semestre 2012 rispetto ai relativi periodi di confronto.

### **Chimica**

Nel secondo trimestre 2012 il settore ha registrato una perdita operativa adjusted in leggero miglioramento rispetto al corrispondente trimestre 2011 a -€26 milioni in un quadro di debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica. Su base semestrale l'ammontare della perdita operativa di -€195 milioni che triplica la perdita del primo semestre 2011, riflette il crollo dei margini unitari registrato nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo; tale dinamica si è attenuata nel secondo trimestre. La perdita netta adjusted del trimestre (-€23 milioni) è sostanzialmente in linea al trimestre 2011 (+€2 milioni). Su base semestrale la perdita è aumentata di €113 milioni.

## Stato patrimoniale riclassificato <sup>6</sup>

(€ milioni)

	31 dic. 2011	31 mar. 2012	30 giu. 2012	Var. ass. vs 31 dic. 2011	Var. ass. vs 31 mar. 2012
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari	73.578	73.048	64.188	(9.390)	(8.860)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.567	2.431	(2)	(136)
Attività immateriali	10.950	10.994	6.021	(4.929)	(4.973)
Partecipazioni	6.242	7.227	6.858	616	(141)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.660	1.519	(221)	(141)
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(1.576)	(1.246)	(681)	895	565
	<b>93.367</b>	<b>94.250</b>	<b>80.336</b>	<b>(13.031)</b>	<b>(13.914)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze	7.575	7.737	7.900	325	163
Crediti commerciali	17.709	21.013	16.378	(1.331)	(4.635)
Debiti commerciali	(13.436)	(13.250)	(12.026)	1.410	1.224
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(5.739)	(5.034)	(1.531)	705
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(12.717)	(13.300)	(565)	(583)
Altre attività (passività) d'esercizio	281	241	2.045	1.764	1.804
	<b>(4.109)</b>	<b>(2.715)</b>	<b>(4.037)</b>	<b>72</b>	<b>(1.322)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(1.039)</b>	<b>(1.029)</b>	<b>(970)</b>	<b>69</b>	<b>59</b>
<b>Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>206</b>	<b>248</b>	<b>15.154</b>	<b>14.948</b>	<b>14.906</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>88.425</b>	<b>90.754</b>	<b>90.483</b>	<b>2.058</b>	<b>(271)</b>
Patrimonio netto di Eni	55.472	58.115	58.545	3.073	430
Interessenze di terzi	4.921	5.213	5.029	108	(184)
<b>Totale patrimonio netto</b>	<b>60.393</b>	<b>63.328</b>	<b>63.574</b>	<b>3.181</b>	<b>246</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>28.032</b>	<b>27.426</b>	<b>26.909</b>	<b>(1.123)</b>	<b>(517)</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>88.425</b>	<b>90.754</b>	<b>90.483</b>	<b>2.058</b>	<b>(271)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,46</b>	<b>0,43</b>	<b>0,42</b>	<b>(0,04)</b>	<b>(0,01)</b>

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2011 (cambio EUR/USD 1,259 al 30 giugno 2012, contro 1,294 al 31 dicembre 2011, -2,7%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2012, un aumento del capitale investito netto di €1.270 milioni, del patrimonio netto di €1.147 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €123 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€80.336 milioni) è diminuito di €13.031 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto della rilevazione degli asset della Snam e delle sue controllate nella voce "Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili". Le altre variazioni del periodo hanno riguardato gli incrementi per gli investimenti tecnici (€5.647 milioni) e per effetto cambio in parte compensati dagli ammortamenti e svalutazioni (€5.741 milioni). In aumento la voce partecipazioni (+€616 milioni) per effetto dell'iscrizione del maggior valore della partecipazione Galp a seguito della rilevazione del provento straordinario descritto nel commento ai risultati. I debiti netti per attività di investimento/disinvestimento sono diminuiti per effetto della rilevazione del credito relativo alla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazaka KazMunaiGas per l'ammontare di €258 milioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€4.037 milioni) è aumentato di €72 milioni per effetto dell'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto (-€1.531 milioni) dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo e ad accantonamenti a fondo rischi (€565 milioni) per le revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto. In aumento la voce "Altre attività d'esercizio" per effetto: (i) della riclassifica dei crediti e debiti diversi di Snam; (ii) del pagamento del debito verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 relativo all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto.

(6) Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Le **Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€15.154 milioni) riguardano principalmente Snam e le sue controllate per effetto della prospettata dismissione del 30% meno un'azione del capitale votante a Cassa Depositi e Prestiti e, per la partecipazione residua, mediante procedure di vendita non discriminatorie aperte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali, nonché asset non strategici delle divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€63.574 milioni) è aumentato di €3.181 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€5.443 milioni) dato dall'utile di conto economico di €4.297 milioni e dalle differenze cambio da conversione positive rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo, parzialmente compensati dalla riduzione per il pagamento dei dividendi e altre variazioni di €2.275 milioni.

## Rendiconto finanziario riclassificato <sup>7</sup>

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre		
				2011	2012	Var. ass.
<b>1.397</b>	<b>3.793</b>	<b>245</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>4.476</b>	<b>4.038</b>	<b>(438)</b>
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
1.833	1.143	3.374	- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.719	4.517	798
(15)	(23)	(347)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(34)	(370)	(336)
2.166	3.697	2.572	- dividendi, interessi e imposte	4.890	6.269	1.379
1.548	(1.645)	1.352	Variazione del capitale di esercizio	(65)	(293)	(228)
(2.657)	(2.844)	(2.977)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.596)	(5.821)	(1.225)
<b>4.272</b>	<b>4.121</b>	<b>4.219</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>8.390</b>	<b>8.340</b>	<b>(50)</b>
139	74	8	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	206	82	(124)
<b>4.411</b>	<b>4.195</b>	<b>4.227</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>8.596</b>	<b>8.422</b>	<b>(174)</b>
<b>(3.343)</b>	<b>(2.632)</b>	<b>(3.015)</b>	<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>	<b>(5.958)</b>	<b>(5.647)</b>	<b>311</b>
(397)	(239)	(254)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(657)	(493)	164
<b>(3.740)</b>	<b>(2.871)</b>	<b>(3.269)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>(6.615)</b>	<b>(6.140)</b>	<b>475</b>
(87)	(245)	(61)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(128)	(306)	(178)
77	52	722	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	103	774	671
295	(262)	(312)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	100	(574)	(674)
<b>956</b>	<b>869</b>	<b>1.307</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.056</b>	<b>2.176</b>	<b>120</b>
47	(2)	(334)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(20)	(336)	(316)
750	(362)	3.939	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	113	3.577	3.464
(2.181)	(6)	(2.274)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.176)	(2.280)	(104)
(20)	(9)	12	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(48)	3	51
<b>(448)</b>	<b>490</b>	<b>2.650</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>(75)</b>	<b>3.140</b>	<b>3.215</b>

## Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre		
				2011	2012	Var. ass.
<b>956</b>	<b>869</b>	<b>1.307</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.056</b>	<b>2.176</b>	<b>120</b>
	(2)		Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
		(3)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(3)	(3)
198	(255)	1.487	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	261	1.232	971
(2.181)	(6)	(2.274)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.176)	(2.280)	(104)
<b>(1.027)</b>	<b>606</b>	<b>517</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>141</b>	<b>1.123</b>	<b>982</b>

Il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations** è stato di €8.340 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €774 milioni hanno coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€5.647 milioni) e finanziari (€306 milioni), relativi all'acquisizione di Nuon in Belgio e investimenti tramite joint venture, e al pagamento dei dividendi di €2.298 milioni (€1.884 milioni relativi al saldo dividendo 2011 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam e Saipem) determinando unitamente all'operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito intercompany di Snam e al suo consolidamento sintetico secondo l'IFRS 5, una riduzione di €1.123 milioni dell'indebitamento finanziario netto rispetto al 31 dicembre 2011. Le dismissioni hanno riguardato l'interessenza del 10% nel giacimento di Karachaganak e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production.

[7] Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

## **Altre informazioni**

*Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.*

Alla data del 30 giugno 2012 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc ed Eni Trading & Shipping Inc.

Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

*Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2012.*



## Exploration & Production

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2011	2012	
<b>6.778</b>	<b>9.343</b>	<b>8.553</b>	<b>26,2</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>14.252</b>	<b>17.896</b>	<b>25,6</b>
<b>3.693</b>	<b>5.090</b>	<b>4.453</b>	<b>20,6</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>7.799</b>	<b>9.543</b>	<b>22,4</b>
129	1	(219)		Esclusione special item:		154	(218)	
141		91		- svalutazioni di asset e altre attività		141	91	
(11)	(12)	(339)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(28)	(351)	
2	1	7		- oneri per incentivazione all'esodo		4	8	
1	21	(20)		- componente valutativa dei derivati su commodity		30	1	
(4)	(9)	(5)		- differenze e derivati su cambi		7	(14)	
		47		- altro			47	
<b>3.822</b>	<b>5.091</b>	<b>4.234</b>	<b>10,8</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>7.953</b>	<b>9.325</b>	<b>17,3</b>
(59)	(63)	(65)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(116)	(128)	
295	43	199		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		412	242	
(2.376)	(3.079)	(2.652)		Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(4.727)	(5.731)	
58,6	60,7	60,7		Tax rate (%)		57,3	60,7	
<b>1.682</b>	<b>1.992</b>	<b>1.716</b>	<b>2,0</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>3.522</b>	<b>3.708</b>	<b>5,3</b>
1.580	1.817	2.101	33,0	I risultati includono:		3.168	3.918	23,7
				- ammortamenti e svalutazioni di asset				
				di cui:				
310	398	505	62,9	ammortamenti di ricerca esplorativa		576	903	56,8
234	283	408	74,4	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		397	691	74,1
76	115	97	27,6	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		179	212	18,4
<b>2.767</b>	<b>2.018</b>	<b>2.437</b>	<b>(11,9)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>4.719</b>	<b>4.455</b>	<b>(5,6)</b>
				di cui:				
253	358	468	85,0	- ricerca esplorativa <sup>(b)</sup>		489	826	68,9
				<b>Produzioni <sup>(c) (d)</sup></b>				
793	867	856	7,9	Petrolio <sup>(e)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	846	861	1,8
110	127	124	12,7	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	126	8,6
<b>1.489</b>	<b>1.674</b>	<b>1.647</b>	<b>10,6</b>	<b>Idrocarburi</b>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.586</b>	<b>1.661</b>	<b>4,7</b>
				<b>Prezzi medi di realizzo</b>				
108,59	111,54	101,46	(6,6)	Petrolio <sup>(e)</sup>	(\$/bbl)	101,89	106,53	4,6
224,13	259,01	246,05	9,8	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	217,45	252,61	16,2
<b>76,39</b>	<b>78,54</b>	<b>72,38</b>	<b>(5,2)</b>	<b>Idrocarburi</b>	(\$/boe)	<b>71,34</b>	<b>75,49</b>	<b>5,8</b>
				<b>Prezzi medi dei principali marker di mercato</b>				
117,36	118,49	108,19	(7,8)	Brent dated	(\$/bbl)	111,16	113,34	2,0
81,56	90,38	84,46	3,6	Brent dated	(€/bbl)	79,23	87,45	10,4
102,44	102,99	93,44	(8,8)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	98,21	98,21	
4,35	2,46	2,27	(47,8)	Gas Henry Hub	(\$/mbtu)	4,26	2,36	(44,6)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 42.

(d) Include la quota Eni della produzione di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(e) Include i condensati.

## Risultati

Nel **secondo trimestre 2012** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.234 milioni con un incremento di €412 milioni rispetto al secondo trimestre 2011, pari al 10,8%, per effetto della maggiore produzione venduta dovuta alla crescita organica e alla ripresa delle attività in Libia, e dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (€380 milioni). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività.

Nel trimestre sono stati rilevati special item di €219 milioni (€218 milioni nel semestre) che hanno riguardato principalmente la plusvalenza (€339 milioni) realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement e svalutazioni di titoli minerari principalmente negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario dei prezzi di mercato del gas e della revisione delle riserve (€91 milioni).

L'utile netto adjusted di €1.716 milioni è aumentato di €34 milioni, pari al 2%, rispetto al secondo trimestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, in parte compensato dall'incremento di 2,1 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

Nel **primo semestre 2012** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €9.325 milioni con un incremento di €1.372 milioni rispetto al semestre 2011, pari al 17,3%, per effetto dell'aumento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +4,6%; gas naturale +16,2%), dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (€530 milioni) e della crescita della produzione venduta, parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività.

L'utile netto adjusted di €3.708 milioni è aumentato di €186 milioni, pari al 5,3%, rispetto al semestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, in parte compensata dall'incremento di 3,4 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

## Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2012** la produzione di idrocarburi è stata di 1,647 milioni di boe/giorno in crescita del 10,6% rispetto al secondo trimestre 2011. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Australia, Russia ed Egitto. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso al giacimento Elgin/Franklin (Eni 21,87%), dalla rapida crescita dei fenomeni di furto e sabotaggio registrati in Nigeria e dai declini produttivi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel secondo trimestre 2011).

La produzione di petrolio (856 mila barili/giorno) è aumentata di 63 mila barili/giorno, pari al 7,9%, a seguito del ramp-up della produzione libica e dell'entrata a regime del giacimento Kitan (Eni 40%, operatore) in Australia. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito e in Nigeria, nonché dai declini produttivi.

La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 14 milioni di metri cubi/giorno, pari al 12,7%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli avvii in Russia ed Egitto. In riduzione le produzioni nel Regno Unito, Golfo del Messico e Congo a seguito di fermate produttive per problemi tecnici e di declini produttivi.

Nel **primo semestre 2012** la produzione di idrocarburi è stata di 1,661 milioni di boe/giorno in crescita del 4,7% rispetto al primo semestre 2011. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Australia, Russia ed Egitto. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito e in Nigeria, per i motivi sopra descritti, nonché dai declini dei giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel primo semestre 2011).

La produzione di petrolio (861 mila barili/giorno) è aumentata di 15 mila barili/giorno, pari all'1,8%, a seguito del ramp-up della produzione libica e della crescita organica. In riduzione la produzione nel Regno Unito e in Nigeria.

La produzione di gas naturale (126 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari all'8,6%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli start-up in Russia ed Egitto. In riduzione la produzione nel Regno Unito e Golfo del Messico.

## Gas & Power

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11	RISULTATI (*)	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2011	2012	
<b>5.840</b>	<b>12.128</b>	<b>7.865</b>	<b>34,7</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>16.137</b>	<b>19.993</b>	<b>23,9</b>
<b>(317)</b>	<b>916</b>	<b>(1.558)</b>	<b>..</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>41</b>	<b>(642)</b>	<b>..</b>
(12)	13	114		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(53)	127	
15	(7)	1.075		Esclusione special item:		33	1.068	
		(3)		- oneri ambientali			(3)	
		849		- svalutazioni			849	
	(1)			- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)	
		4		- oneri per incentivazione all'esodo		2	4	
74				- componente valutativa dei derivati su commodity		154		
(61)	(10)	223		- differenze e derivati su cambi		(130)	213	
2	4	2		- altro		7	6	
<b>(314)</b>	<b>922</b>	<b>(369)</b>	<b>(17,5)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>21</b>	<b>553</b>	<b>..</b>
(443)	829	(460)	(3,8)	Mercato		(209)	369	276,6
129	93	91	(29,5)	Trasporto Internazionale		230	184	(20,0)
18	7	2		Proventi (oneri) finanziari netti (a)		26	9	
88	106	81		Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		192	187	
58	(358)	196		Imposte sul reddito (a)		(51)	(162)	
..	34,6	..		Tax rate (%)		21,3	21,6	
<b>(150)</b>	<b>677</b>	<b>(90)</b>	<b>40,0</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>188</b>	<b>587</b>	<b>212,2</b>
<b>49</b>	<b>32</b>	<b>53</b>	<b>8,2</b>	<b>Investimenti tecnici</b>		<b>68</b>	<b>85</b>	<b>25,0</b>
				<b>Vendite di gas naturale</b>	(miliardi di metri cubi)			
7,11	12,15	6,52	(8,3)	Italia		19,09	18,67	(2,2)
13,89	18,46	13,63	(1,9)	Vendite internazionali		34,24	32,09	(6,3)
11,59	16,31	11,13	(4,0)	- Resto d'Europa		29,87	27,44	(8,1)
1,59	1,45	1,90	19,5	- Mercati extra europei		2,91	3,35	15,1
0,71	0,70	0,60	(15,5)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,46	1,30	(11,0)
<b>21,00</b>	<b>30,61</b>	<b>20,15</b>	<b>(4,0)</b>	<b>TOTALE VENDITE MONDO</b>		<b>53,33</b>	<b>50,76</b>	<b>(4,8)</b>
				di cui:				
18,15	27,19	17,35	(4,4)	- società consolidate		46,92	44,54	(5,1)
2,14	2,72	2,20	2,8	- società collegate		4,95	4,92	(0,6)
0,71	0,70	0,60	(15,5)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,46	1,30	(11,0)
<b>9,66</b>	<b>12,29</b>	<b>9,62</b>	<b>(0,4)</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	(terawattora)	<b>19,34</b>	<b>21,91</b>	<b>13,3</b>

(\*) I risultati della divisione Gas & Power includono le attività Mercato e Trasporto Internazionale.

(a) Escludono gli special item.

## Risultati

Nel **secondo trimestre 2012** il settore ha conseguito la perdita operativa adjusted di €369 milioni con un incremento di €55 milioni rispetto al secondo trimestre 2011. L'attività Mercato ha registrato un lieve incremento della perdita operativa adjusted (-3,8%) nonostante il continuo deterioramento della domanda e l'azione della concorrenza. L'attività Trasporto Internazionale ha registrato un calo del 29,5% dell'utile operativo adjusted a causa della cessione delle attività nel corso del 2011.

La perdita netta adjusted di €90 milioni migliora di €60 milioni rispetto al secondo trimestre 2011.

Nel **primo semestre 2012** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €553 milioni con un aumento di €532 milioni rispetto al primo semestre 2011. L'attività Mercato ha registrato un incremento di €578 milioni dell'utile operativo adjusted che riflette il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, parzialmente compensato dagli effetti negativi del deterioramento della domanda gas.

Il Trasporto Internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato del 20%.

L'utile netto adjusted del primo semestre 2012 di €587 milioni è aumentato di €399 milioni rispetto al primo semestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa.

## Andamento operativo

### *Mercato*

Nel **secondo trimestre 2012** l'attività Mercato ha registrato la perdita operativa adjusted di €460 milioni con un lieve peggioramento di €17 milioni rispetto al secondo trimestre 2011 (-3,8%) nonostante il continuo deterioramento dello scenario e la crescente pressione competitiva sui prezzi del gas a causa delle ridotte opportunità di vendita. Tale andamento riflette la migliorata posizione di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di fornitura del gas e alla ripresa delle forniture libiche che hanno consentito di assorbire il peggioramento dello spread di scenario tra prezzi hub e indice oil-linked dell'approvvigionato e l'effetto della concorrenza. Inoltre il risultato è stato penalizzato dalle perdite di volumi in segmenti remunerativi a causa della contrazione della domanda, dell'azione della concorrenza e della competizione di altre fonti.

L'utile operativo adjusted del **primo semestre 2012** di €369 milioni rappresenta un miglioramento di €578 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2011 per effetto oltre che dei driver descritti nel commento al risultato del secondo trimestre, della circostanza che l'utile del semestre riflette il beneficio economico con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 delle rinegoziazioni di alcuni contratti di approvvigionamento.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del secondo trimestre e del primo semestre 2012 è stata esclusa la svalutazione di €849 milioni del goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo che riflette le ridotte prospettive di redditività del business a causa del deterioramento della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva con aspettative di continua pressione sui margini di commercializzazione.

L'EBITDA pro-forma adjusted dell'attività Mercato (per maggiori dettagli v. pag. 20), che rappresenta la misura di risultato utilizzata dal management per valutare la performance industriale e che tiene conto dell'apporto in quota Eni delle società collegate, evidenzia il miglioramento del risultato del Mercato in entrambi i reporting period.

Le **vendite di gas naturale** del secondo trimestre 2012 sono state di 20,15 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 0,85 miliardi di metri cubi rispetto al secondo trimestre 2011, pari al 4%, che riflette la debolezza della domanda di gas in un quadro congiunturale recessivo e la crescente pressione competitiva.

Le vendite in Italia di 6,52 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 0,59 miliardi di metri cubi (-8,3%) dovuta principalmente al crollo dei prelievi del settore termoelettrico (-0,66 miliardi di metri cubi) penalizzato dal debole andamento della domanda elettrica e dalla competizione delle fonti rinnovabili e del carbone. Altri cali sono stati registrati nei segmenti grossista (-0,25 miliardi di metri cubi) a causa dell'intensificarsi dell'azione della concorrenza, e industriale (-0,11 miliardi di metri cubi). In aumento i volumi venduti al PSV e borsa (+0,30 miliardi di metri cubi) e i consumi del segmento residenziale per effetto delle più rigide condizioni climatiche (+0,08 miliardi di metri cubi).

I ritiri degli importatori in Italia sono diminuiti di 0,32 miliardi di metri cubi (-57,1%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, nonostante il rientro delle disponibilità libiche.

Le vendite nei mercati europei sono in lieve flessione (-0,14 miliardi di metri cubi, -1,3%) in particolare nei mercati di UK/Nord Europa (-0,45 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (-0,13 miliardi di metri cubi), il cui andamento è stato attenuato dai maggiori prelievi in Turchia (+0,21 miliardi di metri cubi), Francia (+0,17 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,04 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,31 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone.

Le **vendite di gas naturale** del primo semestre 2012 sono state di 50,76 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 2,57 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto (-4,8%). Tale flessione ha riguardato sia l'Italia sia il resto d'Europa a causa dei driver descritti nel commento dei volumi del secondo trimestre nonché il Benelux (-1,38 miliardi di metri cubi) a causa della pressione competitiva e, nel primo trimestre, di un più debole effetto stagionale dei consumi; in aumento le vendite spot di GNL nei mercati a premio in particolare Giappone e Argentina.

## VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
<b>7,11</b>	<b>12,15</b>	<b>6,52</b>	<b>(8,3)</b>	<b>ITALIA</b>	<b>19,09</b>	<b>18,67</b>	<b>(2,2)</b>
0,84	1,88	0,59	(29,8)	- Grossisti	3,08	2,47	(19,8)
1,19	2,46	1,49	25,2	- PSV e borsa	2,79	3,95	41,6
1,75	1,87	1,64	(6,3)	- Industriali	3,74	3,51	(6,1)
0,09	0,41	0,10	11,1	- PMI e terziario	0,55	0,51	(7,3)
1,17	0,75	0,51	(56,4)	- Termoelettrici	2,34	1,26	(46,2)
0,54	3,01	0,62	14,8	- Residenziali	3,41	3,63	6,5
1,53	1,77	1,57	2,6	- Autoconsumi	3,18	3,34	5,0
<b>13,89</b>	<b>18,46</b>	<b>13,63</b>	<b>(1,9)</b>	<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>34,24</b>	<b>32,09</b>	<b>(6,3)</b>
<b>11,59</b>	<b>16,31</b>	<b>11,13</b>	<b>(4,0)</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>29,87</b>	<b>27,44</b>	<b>(8,1)</b>
0,56	0,78	0,24	(57,1)	- Importatori in Italia	2,41	1,02	(57,7)
11,03	15,53	10,89	(1,3)	- Mercati europei	27,46	26,42	(3,8)
1,71	1,93	1,75	2,3	<i>Penisola Iberica</i>	3,75	3,68	(1,9)
1,67	2,81	1,54	(7,8)	<i>Germania/Austria</i>	3,74	4,35	16,3
2,79	3,25	2,79		<i>Benelux</i>	7,42	6,04	(18,6)
0,27	0,99	0,25	(7,4)	<i>Ungheria</i>	1,34	1,24	(7,5)
1,26	1,05	0,81	(35,7)	<i>UK/Nord Europa</i>	2,93	1,86	(36,5)
1,41	2,13	1,62	14,9	<i>Turchia</i>	3,27	3,75	14,7
1,58	2,80	1,75	10,8	<i>Francia</i>	4,13	4,55	10,2
0,34	0,57	0,38	11,8	<i>Altro</i>	0,88	0,95	8,0
<b>1,59</b>	<b>1,45</b>	<b>1,90</b>	<b>19,5</b>	<b>Mercati extra europei</b>	<b>2,91</b>	<b>3,35</b>	<b>15,1</b>
<b>0,71</b>	<b>0,70</b>	<b>0,60</b>	<b>(15,5)</b>	<b>E&amp;P in Europa e Golfo del Messico</b>	<b>1,46</b>	<b>1,30</b>	<b>(11,0)</b>
<b>21,00</b>	<b>30,61</b>	<b>20,15</b>	<b>(4,0)</b>	<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>53,33</b>	<b>50,76</b>	<b>(4,8)</b>

Le vendite di **energia elettrica** di 9,62 TWh nel secondo trimestre 2012 sono in flessione dello 0,4% rispetto al corrispondente periodo del 2011 per effetto dei minori volumi scambiati sulla borsa elettrica che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai grossisti e ai clienti retail. Nel semestre, nonostante il debole andamento della richiesta elettrica nazionale, le vendite di energia elettrica sono in netto aumento (+2,57 TWh, pari al +13,3%) quasi interamente riferito ai clienti del mercato libero.

### Trasporto Internazionale

L'utile operativo adjusted del **secondo trimestre 2012** di €91 milioni (€184 milioni nel primo semestre 2012) è diminuito di €38 milioni rispetto al secondo trimestre 2011, pari al 29,5% (-€46 milioni, pari al 20%, rispetto al primo semestre 2011) per effetto della cessione delle attività del Trasporto Internazionale del gas dal Nord Europa e Russia realizzate nel corso del 2011.

### Altre misure di performance

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

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
<b>(88)</b>	<b>1.221</b>	<b>(100)</b>	<b>(13,6)</b>	<b>EBITDA pro-forma adjusted</b>	<b>504</b>	<b>1.121</b>	<b>122,4</b>
(291)	1.087	(231)	20,6	Mercato	111	856	..
(52)				<i>di cui: +/- rettifica derivati commodity</i>	(111)		
203	134	131	(35,5)	Trasporto Internazionale	393	265	(32,6)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

## Refining & Marketing

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
2011	2012	2012				2011	2012	
<b>13.015</b>	<b>14.206</b>	<b>15.295</b>	<b>17,5</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>24.821</b>	<b>29.501</b>	<b>18,9</b>
<b>73</b>	<b>111</b>	<b>(789)</b>	<b>..</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>376</b>	<b>(678)</b>	<b>..</b>
(229)	(358)	464		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(737)	106	
32	21	181		Esclusione special item:		88	202	
12	4	3		- oneri ambientali		26	7	
22	11	182		- svalutazioni		38	193	
(5)		1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(9)	1	
5		(13)		- accantonamenti a fondo rischi		5	(13)	
5	1	23		- oneri per incentivazione all'esodo		8	24	
(4)				- componente valutativa dei derivati su commodity		(6)		
(10)	2	(17)		- differenze e derivati su cambi		17	(15)	
7	3	2		- altro		9	5	
<b>(124)</b>	<b>(226)</b>	<b>(144)</b>	<b>(16,1)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>		<b>(273)</b>	<b>(370)</b>	<b>(35,5)</b>
	1	(3)		Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>			(2)	
11	22	(5)		Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		38	17	
28	60	42		Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		71	102	
..	..	..		Tax rate (%)		..	..	
<b>(85)</b>	<b>(143)</b>	<b>(110)</b>	<b>(29,4)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>		<b>(164)</b>	<b>(253)</b>	<b>(54,3)</b>
<b>184</b>	<b>124</b>	<b>166</b>	<b>(9,8)</b>	<b>Investimenti</b>		<b>316</b>	<b>290</b>	<b>(8,2)</b>
				<b>Margine di raffinazione</b>				
1,09	2,92	5,89	440,4	Brent dated	(\$/bbl)	1,41	4,41	212,8
0,75	2,23	4,60	513,3	Brent dated	(€/bbl)	1,00	3,40	240,0
2,20	3,26	6,31	186,8	Brent/Ural	(\$/bbl)	2,77	4,79	72,9
				<b>LAVORAZIONI E VENDITE</b>	(milioni di tonnellate)			
<b>5,26</b>	<b>4,74</b>	<b>5,10</b>	<b>(3,0)</b>	<b>Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute</b>		<b>11,22</b>	<b>9,84</b>	<b>(12,3)</b>
<b>7,63</b>	<b>7,17</b>	<b>7,10</b>	<b>(6,9)</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>15,77</b>	<b>14,27</b>	<b>(9,5)</b>
6,30	5,98	5,83	(7,5)	- Italia		13,33	11,81	(11,4)
1,33	1,19	1,27	(4,5)	- Resto d'Europa		2,44	2,46	0,8
<b>2,90</b>	<b>2,53</b>	<b>2,74</b>	<b>(5,5)</b>	<b>Rete Europa</b>		<b>5,54</b>	<b>5,27</b>	<b>(4,9)</b>
2,14	1,81	1,98	(7,5)	- Italia		4,08	3,79	(7,1)
0,76	0,72	0,76		- Resto d'Europa		1,46	1,48	1,4
<b>3,19</b>	<b>2,95</b>	<b>3,21</b>	<b>0,6</b>	<b>Extrarrete Europa</b>		<b>6,19</b>	<b>6,16</b>	<b>(0,5)</b>
2,22	2,06	2,18	(1,8)	- Italia		4,41	4,24	(3,9)
0,97	0,89	1,03	6,2	- Resto d'Europa		1,78	1,92	7,9
<b>0,11</b>	<b>0,10</b>	<b>0,11</b>		<b>Extrarrete mercati extra europei</b>		<b>0,21</b>	<b>0,21</b>	

(a) Escludono gli special item.

## Risultati

Nel **secondo trimestre 2012** la divisione Refining & Marketing ha riportato una perdita operativa adjusted di €144 milioni che riflette il restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e il calo della domanda di prodotti petroliferi. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici, e di ottimizzazione degli assetti con la riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive nell'attuale contesto. I risultati del Marketing hanno registrato un miglioramento in particolare nell'attività extrarrete beneficiando della ripresa dei margini, anche per effetto di particolari formule contrattuali in alcuni business. I risultati del segmento retail, invece, hanno risentito della contrazione dei margini connessa al lancio delle iniziative "Iperself h24" e "riparti con eni" e del calo dei volumi in un contesto di riduzione della domanda ed elevata pressione competitiva.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €181 milioni principalmente relativi a svalutazioni di €182 milioni riferite agli impianti di raffinazione a seguito della proiezione di uno scenario sfavorevole nel breve e medio termine, e oneri per incentivazione all'esodo (€23 milioni).

Nel secondo trimestre 2012 il settore ha conseguito la perdita netta adjusted di €110 milioni, con un peggioramento di €25 milioni rispetto al secondo trimestre 2011 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nel **primo semestre 2012** il settore ha riportato una perdita operativa adjusted di €370 milioni che rappresenta un peggioramento di €97 milioni rispetto al primo semestre 2011, dovuto principalmente alla debolezza dello scenario di raffinazione e al calo dei consumi.

La perdita netta adjusted si attesta a €253 milioni, in peggioramento di €89 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2011.

## Andamento operativo

Le **lavorazioni** di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel secondo trimestre 2012 sono state di 7,10 milioni di tonnellate (14,27 milioni di tonnellate nel primo semestre 2012) con una diminuzione del 6,9% rispetto al secondo trimestre 2011 (-9,5% rispetto al primo semestre 2011). In Italia la flessione dei volumi processati (-7,5% e -11,4% rispettivamente nel trimestre e nel semestre) riflette principalmente l'effetto dell'upset sulla raffineria di Sannazzaro e delle fermate programmate, anche al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario, sui siti di Taranto, Venezia (fermata temporaneamente a novembre dello scorso anno e riavviata ad aprile del 2012) e Gela (con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012).

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 4,5% nel trimestre in particolare in Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov (+0,8% su base semestrale in particolare in Germania).

Le **vendite rete in Italia** di 1,98 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2012 (3,79 milioni di tonnellate nel semestre) sono diminuite di circa 160 mila tonnellate, pari al 7,5% (circa -290 mila tonnellate, 7,1% nel semestre), a fronte di una contrazione di consumi di oltre il 9%. Conseguentemente la quota di mercato, anche per effetto del lancio delle iniziative "Iperself h24" e "riparti con eni", si è attestata al 30,8% nel secondo trimestre 2012, in aumento di 0,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (30,3%), con una punta massima del 33% registrata a giugno. Le vendite nel segmento premium risultano in flessione rispetto ai periodi di confronto.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,18 milioni di tonnellate nel secondo trimestre; 4,24 milioni di tonnellate su base semestrale) hanno registrato una flessione di circa 40 mila tonnellate, pari all'1,8% rispetto al secondo trimestre 2011 (-3,9% nel semestre), nonostante una flessione dei consumi superiore all'11%. La quota di mercato extrarete media nel secondo trimestre si attesta al 29,7% (25,6% nel trimestre 2011). Le minori vendite si concentrano nei segmenti bunkeraggi, avio e prodotti speciali, in quest'ultimo caso per la minore disponibilità di coke.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 760 mila tonnellate nel secondo trimestre 2012 (1,48 milioni di tonnellate su base semestrale) sono in linea rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+1,4% nel confronto con il semestre 2011). Le maggiori vendite in Austria e Svizzera sono state compensate dalla flessione dei volumi nei Paesi dell'Europa dell'Est e in Francia.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,03 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2012 (1,92 milioni di tonnellate nel semestre) sono aumentate del 6,2% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+7,9% su base semestrale) principalmente in Svizzera, Europa Orientale e Francia.



## Conto economico

(€ milioni)

<b>II trim. 2011</b>	<b>I trim. 2012</b>	<b>II trim. 2012</b>	<b>Var. % II trim. 12 vs 11</b>		<b>I semestre 2011</b>	<b>2012</b>	<b>Var. %</b>
24.118	33.140	30.063	24,6	Ricavi della gestione caratteristica	52.526	63.203	20,3
352	236	515	46,3	Altri ricavi e proventi	591	751	27,1
(18.849)	(24.539)	(23.985)	(27,2)	Costi operativi	(39.890)	(48.524)	(21,6)
(69)				<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(69)		
16	(92)	(280)		Altri proventi e oneri operativi	(12)	(372)	
(2.033)	(2.208)	(3.533)	(73,8)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.028)	(5.741)	(42,5)
<b>3.604</b>	<b>6.537</b>	<b>2.780</b>	<b>(22,9)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>9.187</b>	<b>9.317</b>	<b>1,4</b>
(300)	(295)	(325)	(8,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(389)	(620)	(59,4)
415	1.088	306	(26,3)	Proventi netti su partecipazioni	694	1.394	..
<b>3.719</b>	<b>7.330</b>	<b>2.761</b>	<b>(25,8)</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>9.492</b>	<b>10.091</b>	<b>6,3</b>
(2.322)	(3.537)	(2.516)	(8,4)	Imposte sul reddito	(5.016)	(6.053)	(20,7)
62,4	48,3	91,1		<i>Tax rate (%)</i>	52,8	60,0	
<b>1.397</b>	<b>3.793</b>	<b>245</b>	<b>(82,5)</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>4.476</b>	<b>4.038</b>	<b>(9,8)</b>
<b>103</b>	<b>131</b>	<b>128</b>	<b>24,3</b>	<b>Utile netto - discontinued operations</b>	<b>(17)</b>	<b>259</b>	<b>..</b>
<b>1.500</b>	<b>3.924</b>	<b>373</b>	<b>(75,1)</b>	<b>Utile netto</b>	<b>4.459</b>	<b>4.297</b>	<b>(3,6)</b>
<b>1.254</b>	<b>3.617</b>	<b>227</b>	<b>(81,9)</b>	<b>Di competenza Eni</b>	<b>3.801</b>	<b>3.844</b>	<b>1,1</b>
1.197	3.544	156	(87,0)	- continuing operations	3.811	3.700	(2,9)
57	73	71	24,6	- discontinued operations	(10)	144	..
<b>246</b>	<b>307</b>	<b>146</b>	<b>(40,7)</b>	<b>Interessenze di terzi</b>	<b>658</b>	<b>453</b>	<b>(31,2)</b>
200	249	89	(55,5)	- continuing operations	665	338	(49,2)
46	58	57	23,9	- discontinued operations	(7)	115	..
<b>1.197</b>	<b>3.544</b>	<b>156</b>	<b>(87,0)</b>	<b>Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>	<b>3.811</b>	<b>3.700</b>	<b>(2,9)</b>
(170)	(279)	209		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(644)	(70)	
350	(859)	1.016		Esclusione special item	473	157	
69				di cui:	69		
281	(859)	1.016		- oneri (proventi) non ricorrenti	404	157	
				- altri special item			
<b>1.377</b>	<b>2.406</b>	<b>1.381</b>	<b>0,3</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations <sup>(a)</sup></b>	<b>3.640</b>	<b>3.787</b>	<b>4,0</b>

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

## Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. 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 statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US 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.

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.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorchè gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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. 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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

## Primo semestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
<b>Utile operativo</b>	<b>9.543</b>	<b>(642)</b>	<b>(678)</b>	<b>(230)</b>	<b>740</b>	<b>(187)</b>	<b>1.074</b>	<b>(146)</b>	<b>421</b>	<b>9.895</b>	<b>(1.074)</b>	<b>496</b>	<b>(578)</b>	<b>9.317</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		127	106	18					(337)	(86)				(86)
<b>Esclusione special item:</b>														
oneri ambientali		(3)	7	1			11	34		50	(11)		(11)	39
svalutazioni	91	849	193	8	21			2		1.164				1.164
plusvalenze nette su cessione di asset	(351)	(1)	1		1		(3)	(11)		(364)	3		3	(361)
accantonamenti a fondo rischi			(13)					4		(9)				(9)
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	8	4	24	9	1	8	1	1		56	(1)		(1)	55
differenze e derivati su cambi	1				(1)					183				183
altro	(14)	213	(15)	(1)						69				69
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(218)</b>	<b>1.068</b>	<b>202</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>43</b>		<b>1.149</b>	<b>(9)</b>		<b>(9)</b>	<b>1.140</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>9.325</b>	<b>553</b>	<b>(370)</b>	<b>(195)</b>	<b>762</b>	<b>(181)</b>	<b>1.083</b>	<b>(103)</b>	<b>84</b>	<b>10.958</b>	<b>(1.083)</b>	<b>496</b>	<b>(587)</b>	<b>10.371</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(128)	9	(2)	(1)		(660)	9	(20)		(793)	(9)		(9)	(802)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	242	187	17	1	22		23			492	(23)		(23)	469
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(5.731)	(162)	102	52	(232)	187	(446)		(37)	(6.267)	446	(92)	354	(5.913)
Tax rate (%)	60,7	21,6	..		29,6		40,0			58,8				58,9
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>3.708</b>	<b>587</b>	<b>(253)</b>	<b>(143)</b>	<b>552</b>	<b>(654)</b>	<b>669</b>	<b>(123)</b>	<b>47</b>	<b>4.390</b>	<b>(669)</b>	<b>404</b>	<b>(265)</b>	<b>4.125</b>
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										453			(115)	338
<b>- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.937</b>			<b>(150)</b>	<b>3.787</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.844</b>			<b>(144)</b>	<b>3.700</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(70)				(70)
Esclusione special item										163			(6)	157
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.937</b>			<b>(150)</b>	<b>3.787</b>

(a) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2011

	ALTREATTIVITÀ <sup>(a)</sup>									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(b)</sup>	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
<b>Utile operativo</b>	<b>7.799</b>	<b>41</b>	<b>376</b>	<b>(5)</b>	<b>720</b>	<b>(188)</b>	<b>1.053</b>	<b>(165)</b>	<b>(183)</b>	<b>9.448</b>	<b>(1.053)</b>	<b>792</b>	<b>(261)</b>	<b>9.187</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(53)	(737)	(119)						(909)				(909)
<b>Esclusione special item</b>														
di cui:														
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>				<b>10</b>				<b>59</b>		<b>69</b>				<b>69</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>154</b>	<b>33</b>	<b>88</b>	<b>69</b>		<b>35</b>	<b>5</b>	<b>1</b>		<b>385</b>	<b>(5)</b>		<b>(5)</b>	<b>380</b>
oneri ambientali			26				4	12		42	(4)		(4)	38
svlutazioni	141		38	70	14		(8)	2		257	8		8	265
plusvalenze nette su cessione di asset	(28)		(9)		3		5			(29)	(5)		(5)	(34)
accantonamenti a fondo rischi			5					(1)		4				4
oneri per incentivazione all'esodo	4	2	8	2	1	12	4	1		34	(4)		(4)	30
componente valutativa dei derivati su commodity	30	154	(6)		(18)					160				160
differenze e derivati su cambi	7	(130)	17	(3)						(109)				(109)
altro		7	9			23		(13)		26				26
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>154</b>	<b>33</b>	<b>88</b>	<b>79</b>		<b>35</b>	<b>5</b>	<b>60</b>		<b>454</b>	<b>(5)</b>		<b>(5)</b>	<b>449</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>7.953</b>	<b>21</b>	<b>(273)</b>	<b>(45)</b>	<b>720</b>	<b>(153)</b>	<b>1.058</b>	<b>(105)</b>	<b>(183)</b>	<b>8.993</b>	<b>(1.058)</b>	<b>792</b>	<b>(266)</b>	<b>8.727</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(116)	26				(192)	12	4		(266)	(12)		(12)	(278)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	412	192	38	1	9		27			679	(27)		(27)	652
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(4.727)	(51)	71	14	(193)	61	(357)		68	(5.114)	357	(39)	318	(4.796)
Tax rate (%)	57,3	21,3	..		26,5		32,5			54,4				52,7
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>3.522</b>	<b>188</b>	<b>(164)</b>	<b>(30)</b>	<b>536</b>	<b>(284)</b>	<b>740</b>	<b>(101)</b>	<b>(115)</b>	<b>4.292</b>	<b>(740)</b>	<b>753</b>	<b>13</b>	<b>4.305</b>
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										658			7	665
<b>- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.634</b>			<b>6</b>	<b>3.640</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.801</b>			<b>10</b>	<b>3.811</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(644)				(644)
Esclusione special item										477			(4)	473
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										408			(4)	404
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.634</b>			<b>6</b>	<b>3.640</b>

(a) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

## Secondo trimestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(b)</sup>	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
<b>Utile operativo</b>	<b>4.453</b>	<b>(1.558)</b>	<b>(789)</b>	<b>(134)</b>	<b>364</b>	<b>(103)</b>	<b>505</b>	<b>(107)</b>	<b>430</b>	<b>3.061</b>	<b>(505)</b>	<b>224</b>	<b>(281)</b>	<b>2.780</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		114	464	85					(337)	326				326
<b>Esclusione special item:</b>														
oneri ambientali		(3)	3	1			9	34		44	(9)		(9)	35
svalutazioni	91	849	182	8	21			2		1.153				1.153
plusvalenze nette su cessione di asset	(339)		1							(338)				(338)
accantonamenti a fondo rischi			(13)					4		(9)				(9)
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	7	4	23	8	1	5	(3)	1		46	3		3	49
differenze e derivati su cambi	(20)				2					(18)				(18)
altro	(5)	223	(17)	6						207				207
	47	2	2			(2)		9		58				58
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(219)</b>	<b>1.075</b>	<b>181</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>50</b>		<b>1.143</b>	<b>(6)</b>		<b>(6)</b>	<b>1.137</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>4.234</b>	<b>(369)</b>	<b>(144)</b>	<b>(26)</b>	<b>388</b>	<b>(100)</b>	<b>511</b>	<b>(57)</b>	<b>93</b>	<b>4.530</b>	<b>(511)</b>	<b>224</b>	<b>(287)</b>	<b>4.243</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(65)	2	(3)	(1)		(444)	4	(20)		(527)	(4)		(4)	(531)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	199	81	(5)	1	21		11			308	(11)		(11)	297
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(2.652)	196	42	3	(127)	84	(215)		(39)	(2.708)	215	(46)	169	(2.539)
Tax rate (%)	60,7	..	..		31,1		40,9			62,8				63,3
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.716</b>	<b>(90)</b>	<b>(110)</b>	<b>(23)</b>	<b>282</b>	<b>(460)</b>	<b>311</b>	<b>(77)</b>	<b>54</b>	<b>1.603</b>	<b>(311)</b>	<b>178</b>	<b>(133)</b>	<b>1.470</b>
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										146			(57)	89
<b>- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>1.457</b>			<b>(76)</b>	<b>1.381</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>227</b>			<b>(71)</b>	<b>156</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										209				209
Esclusione special item										1.021			(5)	1.016
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>1.457</b>			<b>(76)</b>	<b>1.381</b>

(a) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

## Secondo trimestre 2011

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
<b>Utile operativo</b>	<b>3.693</b>	<b>(317)</b>	<b>73</b>	<b>(113)</b>	<b>366</b>	<b>(76)</b>	<b>501</b>	<b>(138)</b>	<b>(179)</b>	<b>3.810</b>	<b>(501)</b>	<b>295</b>	<b>(206)</b>	<b>3.604</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(12)	(229)	1						(240)				(240)
<b>Esclusione special item</b>														
di cui:														
<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>				<b>10</b>				<b>59</b>		<b>69</b>				<b>69</b>
<b>Altri special item:</b>	<b>129</b>	<b>15</b>	<b>32</b>	<b>70</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>19</b>		<b>287</b>	<b>(3)</b>		<b>(3)</b>	<b>284</b>
oneri ambientali			12				3	12		27	(3)		(3)	24
svlutazioni	141		22	70	14		(8)	1		240	8		8	248
plusvalenze nette su cessione di asset	(11)		(5)		2		5			(9)	(5)		(5)	(14)
accantonamenti a fondo rischi			5					(1)		4				4
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	2		5	2	1	8	3	1		22	(3)		(3)	19
differenze e derivati su cambi	1	74	(4)		(5)					66				66
altro	(4)	(61)	(10)	(2)		(1)		6		(77)				(77)
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>129</b>	<b>15</b>	<b>32</b>	<b>80</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>78</b>		<b>356</b>	<b>(3)</b>		<b>(3)</b>	<b>353</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>3.822</b>	<b>(314)</b>	<b>(124)</b>	<b>(32)</b>	<b>378</b>	<b>(69)</b>	<b>504</b>	<b>(60)</b>	<b>(179)</b>	<b>3.926</b>	<b>(504)</b>	<b>295</b>	<b>(209)</b>	<b>3.717</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(59)	18				(184)	6	4		(215)	(6)		(6)	(221)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	295	88	11	1	4		15			414	(15)		(15)	399
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(2.376)	58	28	6	(105)	49	(170)		67	(2.443)	170	(45)	125	(2.318)
Tax rate (%)	58,6	27,9	..		27,5		32,4			59,2				59,5
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.682</b>	<b>(150)</b>	<b>(85)</b>	<b>(25)</b>	<b>277</b>	<b>(204)</b>	<b>355</b>	<b>(56)</b>	<b>(112)</b>	<b>1.682</b>	<b>(355)</b>	<b>250</b>	<b>(105)</b>	<b>1.577</b>
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										246			(46)	200
<b>- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>1.436</b>			<b>(59)</b>	<b>1.377</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>1.254</b>			<b>(57)</b>	<b>1.197</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(170)				(170)
Esclusione special item										352			(2)	350
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										283			(2)	281
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>1.436</b>			<b>(59)</b>	<b>1.377</b>

(a) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2012

	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(b)</sup>	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>			DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
							Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
<b>Utile operativo</b>	<b>5.090</b>	<b>916</b>	<b>111</b>	<b>(96)</b>	<b>376</b>	<b>(84)</b>	<b>569</b>	<b>(39)</b>	<b>(9)</b>	<b>6.834</b>	<b>(569)</b>	<b>272</b>	<b>(297)</b>	<b>6.537</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		13	(358)	(67)						(412)				(412)
<b>Esclusione special item:</b>														
oneri ambientali			4				2			6	(2)		(2)	4
svalutazioni			11							11				11
plusvalenze nette su cessione di asset	(12)	(1)			1		(3)	(11)		(26)	3		3	(23)
accantonamenti a fondo rischi														
oneri per incentivazione all'esodo	1		1	1		3	4			10	(4)		(4)	6
componente valutativa dei derivati su commodity	21				(3)					18				18
differenze e derivati su cambi	(9)	(10)	2	(7)						(24)				(24)
altro		4	3					4		11				11
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>1</b>	<b>(7)</b>	<b>21</b>	<b>(6)</b>	<b>(2)</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>(7)</b>	<b>(9)</b>	<b>6</b>	<b>(3)</b>		<b>(3)</b>	<b>3</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>5.091</b>	<b>922</b>	<b>(226)</b>	<b>(169)</b>	<b>374</b>	<b>(81)</b>	<b>572</b>	<b>(46)</b>		<b>6.428</b>	<b>(572)</b>	<b>272</b>	<b>(300)</b>	<b>6.128</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(63)	7	1			(216)	5			(266)	(5)		(5)	(271)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	43	106	22		1		12			184	(12)		(12)	172
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(3.079)	(358)	60	50	(105)	102	(231)		2	(3.559)	231	(46)	185	(3.374)
Tax rate (%)	60,7	34,6	..		28,0		39,2			56,1				56,0
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>1.992</b>	<b>677</b>	<b>(143)</b>	<b>(119)</b>	<b>270</b>	<b>(195)</b>	<b>358</b>	<b>(46)</b>	<b>(7)</b>	<b>2.787</b>	<b>(358)</b>	<b>226</b>	<b>(132)</b>	<b>2.655</b>
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										307			(58)	249
<b>- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>2.480</b>			<b>(74)</b>	<b>2.406</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.617</b>			<b>(73)</b>	<b>3.544</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(279)				(279)
Esclusione special item										(858)			(1)	(859)
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>2.480</b>			<b>(74)</b>	<b>2.406</b>

(a) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) I valori escludono gli special item.



# Analisi delle principali voci del conto economico continuing operations

## Analisi degli special item

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012		I semestre	
				2011	2012
<b>69</b>			<b>Oneri (proventi) non ricorrenti</b>	<b>69</b>	
			<i>di cui:</i>		
69			<i>sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i>	69	
<b>284</b>	<b>3</b>	<b>1.137</b>	<b>Altri special item:</b>	<b>380</b>	<b>1.140</b>
24	4	35	<i>oneri ambientali</i>	38	39
248	11	1.153	<i>svalutazioni</i>	265	1.164
(14)	(23)	(338)	<i>plusvalenze nette su cessione di asset</i>	(34)	(361)
4		(9)	<i>accantonamenti a fondo rischi</i>	4	(9)
19	6	49	<i>oneri per incentivazione all'esodo</i>	30	55
66	18	(18)	<i>componente valutativa dei derivati su commodity</i>	160	
(77)	(24)	207	<i>differenze e derivati su cambi</i>	(109)	183
14	11	58	<i>altro</i>	26	69
<b>353</b>	<b>3</b>	<b>1.137</b>	<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>449</b>	<b>1.140</b>
<b>79</b>	<b>24</b>	<b>(206)</b>	<b>Oneri (proventi) finanziari</b>	<b>111</b>	<b>(182)</b>
			<i>di cui:</i>		
77	24	(207)	<i>- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo</i>	109	(183)
<b>1</b>	<b>(887)</b>	<b>(10)</b>	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>25</b>	<b>(897)</b>
			<i>di cui:</i>		
	(835)	(7)	<i>- plusvalenze da cessione/rivalutazione</i>		(842)
<b>(83)</b>	<b>1</b>	<b>95</b>	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(112)</b>	<b>96</b>
			<i>di cui:</i>		
44	16		<i>linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro</i>	71	16
(127)	(15)	95	<i>fiscalità su special item dell'utile operativo</i>	(183)	80
<b>350</b>	<b>(859)</b>	<b>1.016</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>473</b>	<b>157</b>

## Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
6.778	9.343	8.553	26,2	Exploration & Production	14.252	17.896	25,6
5.840	12.128	7.865	34,7	Gas & Power	16.137	19.993	23,9
13.015	14.206	15.295	17,5	Refining & Marketing	24.821	29.501	18,9
1.747	1.643	1.598	(8,5)	Chimica	3.544	3.241	(8,5)
2.920	2.960	3.053	4,6	Ingegneria & Costruzioni	5.705	6.013	5,4
20	29	32	60,0	Altre attività	45	61	35,6
341	310	354	3,8	Corporate e società finanziarie	644	664	3,1
(57)	(97)	(74)		Effetto eliminazione utili interni	(158)	(171)	
(6.486)	(7.382)	(6.613)		Elisioni di consolidamento	(12.464)	(13.995)	
<b>24.118</b>	<b>33.140</b>	<b>30.063</b>	<b>24,6</b>		<b>52.526</b>	<b>63.203</b>	<b>20,3</b>

## Costi operativi

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
17.792	23.409	22.840	28,4	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	37.804	46.249	22,3
				<i>di cui - oneri non ricorrenti</i>	69		
28	4	26		<i>- altri special item</i>	42	30	
1.057	1.130	1.145	8,3	Costo lavoro	2.086	2.275	9,1
19	6	49		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	30	55	
<b>18.849</b>	<b>24.539</b>	<b>23.985</b>	<b>27,2</b>		<b>39.890</b>	<b>48.524</b>	<b>21,6</b>

## Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012	Var. % II trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
1.439	1.817	2.010	39,7	Exploration & Production	3.027	3.827	26,4
89	99	106	19,1	Gas & Power	208	205	(1,4)
83	82	83		Refining & Marketing	175	165	(5,7)
24	22	21	(12,5)	Chimica	46	43	(6,5)
138	166	150	8,7	Ingegneria & Costruzioni	283	316	11,7
	1	(1)		Altre attività			
18	16	17	(5,6)	Corporate e società finanziarie	35	33	(5,7)
(6)	(6)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(11)	(12)	
<b>1.785</b>	<b>2.197</b>	<b>2.380</b>	<b>33,3</b>	<b>Ammortamenti</b>	<b>3.763</b>	<b>4.577</b>	<b>21,6</b>
<b>248</b>	<b>11</b>	<b>1.153</b>	<b>..</b>	<b>Svalutazioni</b>	<b>265</b>	<b>1.164</b>	<b>..</b>
<b>2.033</b>	<b>2.208</b>	<b>3.533</b>	<b>73,8</b>		<b>4.028</b>	<b>5.741</b>	<b>42,5</b>

## Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2012	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	112	180	26	22	2	<b>342</b>
Dividendi	129	7	19		1	<b>156</b>
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		7		1		<b>8</b>
Altri proventi netti	1		52		835	<b>888</b>
	<b>242</b>	<b>194</b>	<b>97</b>	<b>23</b>	<b>838</b>	<b>1.394</b>

## Imposte sul reddito

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre		
				2011	2012	Var. ass.
			<b>Utile ante imposte</b>			
(211)	2.271	(1.721)	Italia	1.028	550	(478)
3.930	5.059	4.482	Estero	8.464	9.541	1.077
<b>3.719</b>	<b>7.330</b>	<b>2.761</b>		<b>9.492</b>	<b>10.091</b>	<b>599</b>
			<b>Imposte sul reddito</b>			
82	534	(236)	Italia	427	298	(129)
2.240	3.003	2.752	Estero	4.589	5.755	1.166
<b>2.322</b>	<b>3.537</b>	<b>2.516</b>		<b>5.016</b>	<b>6.053</b>	<b>1.037</b>
			<b>Tax rate (%)</b>			
..	23,5	..	Italia	41,5	54,2	12,7
57,0	59,4	61,4	Estero	54,2	60,3	6,1
<b>62,4</b>	<b>48,3</b>	<b>91,1</b>		<b>52,8</b>	<b>60,0</b>	<b>7,2</b>

## Utile netto adjusted

(€ milioni)

II trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012	Var. % II trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
1.682	1.992	1.716	2,0	Exploration & Production	3.522	3.708	5,3
(150)	677	(90)	40,0	Gas & Power	188	587	..
(85)	(143)	(110)	(29,4)	Refining & Marketing	(164)	(253)	(54,3)
(25)	(119)	(23)	8,0	Chimica	(30)	(143)	..
277	270	282	1,8	Ingegneria & Costruzioni	536	552	3,0
(56)	(46)	(77)	(37,5)	Altre attività	(101)	(123)	(21,8)
(204)	(195)	(460)	..	Corporate e società finanziarie	(284)	(654)	..
138	219	232		Effetto eliminazione utili interni	638	451	
<b>1.577</b>	<b>2.655</b>	<b>1.470</b>	<b>(6,8)</b>		<b>4.305</b>	<b>4.125</b>	<b>(4,2)</b>
				di competenza:			
<b>1.377</b>	<b>2.406</b>	<b>1.381</b>	<b>0,3</b>	- azionisti Eni	<b>3.640</b>	<b>3.787</b>	<b>4,0</b>
200	249	89	(55,5)	- interessenze di terzi	665	338	(49,2)

## Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. 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.

(€ milioni)

	31 dic. 2011	31 mar. 2012	30 giu. 2012	Var. ass. vs 31 dic. 2011	Var. ass. vs 31 mar. 2012
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	29.479	31.954	2.357	2.475
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	6.087	6.971	476	884
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	23.392	24.983	1.881	1.591
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(1.990)	(4.640)	(3.140)	(2.650)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(37)	(31)	(31)	6	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(28)	(32)	(374)	(346)	(342)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>28.032</b>	<b>27.426</b>	<b>26.909</b>	<b>(1.123)</b>	<b>(517)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>60.393</b>	<b>63.328</b>	<b>63.574</b>	<b>3.181</b>	<b>246</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,46</b>	<b>0,43</b>	<b>0,42</b>	<b>(0,04)</b>	<b>(0,01)</b>

La riduzione rispetto a 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,43 al 31 marzo 2012) riflette, oltre che l'incremento del total equity, l'effetto della rappresentazione sintetica di Snam in base allo IFRS 5 in relazione ad una operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito Snam (€1,5 miliardi).

## Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2012

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2012 <sup>(a)</sup>
Eni Finance International SA	109
Eni UK Holding Plc	1
Eni SpA	1.511
	<b>1.621</b>

(a) Comprende il disaggio di emissione e il rateo di interessi.

## Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2012 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2012 <sup>(a)</sup> (milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	70	EUR	70	2032	fisso	4,00
Eni SpA	1.000	EUR	1.011	2020	fisso	4,25
Eni SpA	750	EUR	745	2019	fisso	3,75
			<b>1.826</b>			

(a) Comprende il disaggio di emissione e il rateo di interessi.

## Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al lordo e al netto delle partite intercompany.

### Snam – Risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)

<u>Il trim. 2011</u>	<u>I trim. 2012</u>	<u>Il trim. 2012</u>		<u>I semestre</u>	
				<u>2011</u>	<u>2012</u>
483	668	643	Totale ricavi	848	1.311
(277)	(371)	(362)	Costi operativi	(587)	(733)
206	297	281	Utile operativo	261	578
6	5	4	Oneri (proventi) finanziari	12	9
227	314	296	Utile ante imposte	300	610
(124)	(183)	(168)	Imposte sul reddito	(317)	(351)
103	131	128	Utile netto	(17)	259
			di cui:		
57	73	71	- azionisti Eni	(10)	144
46	58	57	- interessenze di terzi	(7)	115
0,02	0,02	0,02	Utile netto per azione		0,04
7		1.512	Indebitamento finanziario netto	(59)	1.512
138	74	8	Flusso di cassa da attività operativa	206	82
(356)	(353)	(308)	Flusso di cassa da attività di investimento	(749)	(661)
(208)		1.290	Flusso di cassa da attività di finanziamento	(204)	1.290
397	239	254	Investimenti tecnici	657	493

### Snam – Risultati transazioni con parti terze e Gruppo

(€ milioni)

<u>Il trim. 2011</u>	<u>I trim. 2012</u>	<u>Il trim. 2012</u>		<u>I semestre</u>	
				<u>2011</u>	<u>2012</u>
881	969	894	Totale ricavi	1.794	1.863
(380)	(116)	(389)	Costi operativi	(741)	(789)
501	569	505	Utile operativo	1.053	1.074
(157)	(115)	(119)	Oneri (proventi) finanziari	(130)	(234)
359	466	397	Utile ante imposte	950	863
(124)	(183)	(168)	Imposte sul reddito	(317)	(351)
235	283	229	Utile netto	633	512
			di cui:		
130	157	127	- azionisti Eni	351	284
105	126	102	- interessenze di terzi	282	228
0,04	0,04	0,04	Utile netto per azione	0,10	0,08
482	10.942	792	Indebitamento finanziario netto	10.671	11.734
355	643	(6)	Flusso di cassa da attività operativa	902	637
(382)	(361)	(315)	Flusso di cassa da attività di investimento	(824)	(676)
(14)	(283)	335	Flusso di cassa da attività di finanziamento	(104)	52
397	239	254	Investimenti tecnici	657	493

# Schemi di bilancio IFRS

## STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2011	31 mar. 2012	30 giu. 2012
<b>ATTIVITÀ</b>			
<b>Attività correnti</b>			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.500	1.990	4.640
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	262	246	241
Crediti commerciali e altri crediti	24.595	27.978	24.605
Rimanenze	7.575	7.737	7.900
Attività per imposte sul reddito correnti	549	350	307
Attività per altre imposte correnti	1.388	1.164	1.057
Altre attività	2.326	1.932	1.944
	<b>38.195</b>	<b>41.397</b>	<b>40.694</b>
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	73.048	64.188
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.567	2.431
Attività immateriali	10.950	10.994	6.021
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.843	6.835	6.549
Altre partecipazioni	399	392	309
Altre attività finanziarie	1.578	1.484	1.315
Attività per imposte anticipate	5.514	4.617	5.067
Altre attività	4.225	3.617	3.942
	<b>104.520</b>	<b>103.554</b>	<b>89.822</b>
<b>Discontinued operations e attività destinate alla vendita</b>	<b>230</b>	<b>271</b>	<b>19.999</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>142.945</b>	<b>145.222</b>	<b>150.515</b>
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Passività correnti</b>			
Passività finanziarie a breve termine	4.459	4.022	3.947
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.036	2.065	3.024
Debiti commerciali e altri debiti	22.912	21.779	19.873
Passività per imposte sul reddito correnti	2.092	2.757	1.839
Passività per altre imposte correnti	1.896	3.017	2.805
Altre passività	2.237	1.896	2.027
	<b>35.632</b>	<b>35.536</b>	<b>33.515</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Passività finanziarie a lungo termine	23.102	23.392	24.983
Fondi per rischi e oneri	12.735	12.717	13.300
Fondi per benefici ai dipendenti	1.039	1.029	970
Passività per imposte differite	7.120	6.250	6.954
Altre passività	2.900	2.947	2.374
	<b>46.896</b>	<b>46.335</b>	<b>48.581</b>
<b>Passività direttamente associabili a discontinued operations ed attività destinate alla vendita</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>4.845</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>82.552</b>	<b>81.894</b>	<b>86.941</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Interessenze di terzi</b>	<b>4.921</b>	<b>5.213</b>	<b>5.029</b>
<b>Patrimonio netto di Eni:</b>			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Altre riserve	53.195	57.226	57.415
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	20	33
Azioni proprie	(6.753)	(6.753)	(6.752)
Acconto sul dividendo	(1.884)		
Utile netto del periodo	6.860	3.617	3.844
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>	<b>55.472</b>	<b>58.115</b>	<b>58.545</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>60.393</b>	<b>63.328</b>	<b>63.574</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>142.945</b>	<b>145.222</b>	<b>150.515</b>

## CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012		I semestre 2011 2012	
24.118	33.140	30.063	<b>RICAVI</b>		
352	236	515	Ricavi della gestione caratteristica	52.526	63.203
<b>24.470</b>	<b>33.376</b>	<b>30.578</b>	Altri ricavi e proventi	591	751
			<b>Totale ricavi</b>	<b>53.117</b>	<b>63.954</b>
			<b>COSTI OPERATIVI</b>		
17.792	23.409	22.840	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	37.804	46.249
69			- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	69	
1.057	1.130	1.145	Costo lavoro	2.086	2.275
<b>16</b>	<b>(92)</b>	<b>(280)</b>	<b>ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI</b>	<b>(12)</b>	<b>(372)</b>
<b>2.033</b>	<b>2.208</b>	<b>3.533</b>	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>	<b>4.028</b>	<b>5.741</b>
<b>3.604</b>	<b>6.537</b>	<b>2.780</b>	<b>UTILE OPERATIVO</b>	<b>9.187</b>	<b>9.317</b>
			<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>		
(260)	2.337	3.873	Proventi finanziari	2.857	6.210
(68)	(2.593)	(4.037)	Oneri finanziari	(3.471)	(6.630)
28	(39)	(161)	Strumenti finanziari derivati	225	(200)
<b>(300)</b>	<b>(295)</b>	<b>(325)</b>		<b>(389)</b>	<b>(620)</b>
			<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>		
91	177	165	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	255	342
324	911	141	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	439	1.052
<b>415</b>	<b>1.088</b>	<b>306</b>		<b>694</b>	<b>1.394</b>
<b>3.719</b>	<b>7.330</b>	<b>2.761</b>	<b>UTILE ANTE IMPOSTE</b>	<b>9.492</b>	<b>10.091</b>
(2.322)	(3.537)	(2.516)	Imposte sul reddito	(5.016)	(6.053)
<b>1.397</b>	<b>3.793</b>	<b>245</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>4.476</b>	<b>4.038</b>
<b>103</b>	<b>131</b>	<b>128</b>	<b>Utile netto - discontinued operations</b>	<b>(17)</b>	<b>259</b>
<b>1.500</b>	<b>3.924</b>	<b>373</b>	<b>Utile netto</b>	<b>4.459</b>	<b>4.297</b>
			<b>Di competenza Eni:</b>		
1.197	3.544	156	- continuing operations	3.811	3.700
57	73	71	- discontinued operations	(10)	144
<b>1.254</b>	<b>3.617</b>	<b>227</b>		<b>3.801</b>	<b>3.844</b>
			<b>Interessenze di terzi</b>		
200	249	89	- continuing operations	665	338
46	58	57	- discontinued operations	(7)	115
<b>246</b>	<b>307</b>	<b>146</b>		<b>658</b>	<b>453</b>
			<b>Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)</b>		
0,35	1,00	0,06	- semplice	1,05	1,06
0,35	1,00	0,06	- diluito	1,05	1,06
			<b>Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni da continuing operations (€ per azione)</b>		
0,33	0,98	0,04	- semplice	1,05	1,02
0,33	0,98	0,04	- diluito	1,05	1,02



## PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I semestre	
	2011	2012
<b>Utile (perdita) del periodo</b>	<b>4.459</b>	<b>4.297</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>		
- differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(2.374)	1.147
- variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	120	(25)
- variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(6)	8
- quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5	8
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(48)	8
	<b>(2.303)</b>	<b>1.146</b>
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>2.156</b>	<b>5.443</b>
<b>Di competenza:</b>		
- azionisti Eni	<b>1.549</b>	<b>4.962</b>
- interessenze di terzi	607	481
	<b>2.156</b>	<b>5.443</b>

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011</b>		<b>60.393</b>
Totale utile (perdita) complessivo di periodo	5.443	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.884)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(391)	
Cessione azioni proprie Saipem	22	
Altre variazioni	(9)	
<b>Totale variazioni</b>		<b>3.181</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2012</b>		<b>63.574</b>
<b>Di competenza:</b>		
- azionisti Eni		<b>58.545</b>
- Interessenze di terzi		5.029

## RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012		I semestre	
2011	2012	2012		2011	2012
<b>1.397</b>	<b>3.793</b>	<b>245</b>	<b>Utile netto del periodo - continuing operations</b>	<b>4.476</b>	<b>4.038</b>
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
1.785	2.197	2.380	Ammortamenti	3.763	4.577
248	11	1.153	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	265	1.164
(67)	(177)	(165)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(255)	(342)
(15)	(23)	(347)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(34)	(370)
(323)	(24)	(132)	Dividendi	(437)	(156)
(24)	(37)	(11)	Interessi attivi	(49)	(48)
191	221	199	Interessi passivi	360	420
2.322	3.537	2.516	Imposte sul reddito	5.016	6.053
(128)	(885)	(13)	Altre variazioni	(42)	(898)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(571)	(346)	(275)	- rimanenze	(840)	(621)
2.454	(2.882)	3.487	- crediti commerciali	1.980	605
(220)	(252)	(846)	- debiti commerciali	(1.503)	(1.098)
30	84	247	- fondi per rischi e oneri	(20)	331
(145)	1.751	(1.261)	- altre attività e passività	318	490
1.548	(1.646)	1.353	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	(65)	(293)
(5)	(3)	19	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(12)	16
298	179	295	Dividendi incassati	416	474
18	12	13	Interessi incassati	4	25
(336)	(290)	(252)	Interessi pagati	(555)	(542)
(2.637)	(2.745)	(3.033)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.461)	(5.778)
<b>4.272</b>	<b>4.121</b>	<b>4.219</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>8.390</b>	<b>8.340</b>
<b>139</b>	<b>74</b>	<b>8</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>	<b>206</b>	<b>82</b>
<b>4.411</b>	<b>4.195</b>	<b>4.227</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>8.596</b>	<b>8.422</b>
			Investimenti:		
(3.338)	(2.412)	(2.674)	- attività materiali	(5.871)	(5.086)
(402)	(459)	(595)	- attività immateriali	(744)	(1.054)
(22)	(178)		- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(22)	(178)
(65)	(67)	(61)	- partecipazioni	(106)	(128)
(32)	7	(7)	- titoli	(40)	
(107)	(224)	(384)	- crediti finanziari	(620)	(608)
			- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	60	(305)
(3.681)	(3.667)	(3.692)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(7.343)	(7.359)
			Disinvestimenti:		
78	23	704	- attività materiali	85	727
(10)	29	1	- attività immateriali	8	30
1		(2)	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	1	(2)
8		19	- partecipazioni	9	19
52	16	16	- titoli	52	32
38	253	79	- crediti finanziari	518	332
106	18	(379)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	110	(361)
273	339	438	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	783	777
<b>(3.408)</b>	<b>(3.328)</b>	<b>(3.254)</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)</b>	<b>(6.560)</b>	<b>(6.582)</b>

**RENDICONTO FINANZIARIO (segue)**

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre	
				2011	2012
2.279	643	4.169	Assunzione di debiti finanziari non correnti	3.050	4.812
(749)	(542)	(139)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.057)	(681)
(780)	(463)	(91)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.880)	(554)
<b>750</b>	<b>(362)</b>	<b>3.939</b>		<b>113</b>	<b>3.577</b>
21			Apporti netti di capitale proprio da terzi	27	
6	22		Cessioni nette di azioni proprie diverse dalla controllante	13	22
	(5)	1	Acquisto (cessione) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(8)	(4)
(1.811)		(1.884)	Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(1.811)	(1.884)
(397)	(23)	(391)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(397)	(414)
<b>(1.431)</b>	<b>(368)</b>	<b>1.665</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>(2.063)</b>	<b>1.297</b>
			Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(7)	(6)
(19)	(9)	18	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(41)	9
<b>(448)</b>	<b>490</b>	<b>2.650</b>	<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>	<b>(75)</b>	<b>3.140</b>
<b>1.922</b>	<b>1.500</b>	<b>1.990</b>	<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo</b>	<b>1.549</b>	<b>1.500</b>
<b>1.474</b>	<b>1.990</b>	<b>4.640</b>	<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo</b>	<b>1.474</b>	<b>4.640</b>

(\*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre	
				2011	2012
			Investimenti finanziari:		
(21)	7	(7)	- titoli	(24)	
34	(12)	(338)	- crediti finanziari	(43)	(350)
<b>13</b>	<b>(5)</b>	<b>(345)</b>		<b>(67)</b>	<b>(350)</b>
			Disinvestimenti finanziari:		
		7	- titoli		7
34	3	4	- crediti finanziari	47	7
<b>34</b>	<b>3</b>	<b>11</b>		<b>47</b>	<b>14</b>
<b>47</b>	<b>(2)</b>	<b>(334)</b>	<b>Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria</b>	<b>(20)</b>	<b>(336)</b>

## INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre 2011    2012	
			<b>Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda</b>		
	108		Attività correnti		108
22	156	15	Attività non correnti	22	171
	46		Disponibilità finanziarie nette		46
	(84)	(15)	Passività correnti e non correnti		(99)
<b>22</b>	<b>226</b>		<b>Effetto netto degli investimenti</b>	<b>22</b>	<b>226</b>
			Interessenza di terzi		
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		
			Trasferimento di partecipazioni non consolidate		
<b>22</b>	<b>226</b>		<b>Totale prezzo di acquisto</b>	<b>22</b>	<b>226</b>
			a dedurre:		
	(48)		Disponibilità liquide ed equivalenti		(48)
<b>22</b>	<b>178</b>		<b>Flusso di cassa degli investimenti</b>	<b>22</b>	<b>178</b>
			<b>Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda</b>		
		1	Attività correnti		1
1		1	Attività non correnti	1	1
		5	Indebitamento finanziario netto		5
		(8)	Passività correnti e non correnti		(8)
<b>1</b>		<b>(1)</b>	<b>Effetto netto dei disinvestimenti</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		
		2	Plusvalenza per disinvestimenti		2
		(1)	Interessenza di terzi		(1)
<b>1</b>			<b>Totale prezzo di vendita</b>	<b>1</b>	
			a dedurre:		
		(2)	Disponibilità liquide ed equivalenti		(2)
<b>1</b>		<b>(2)</b>	<b>Flusso di cassa dei disinvestimenti</b>	<b>1</b>	<b>(2)</b>

## INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
2.767	2.018	2.437	(11,9)	Exploration & Production	4.719	4.455	(5,6)
754		27		- acquisto di riserve proved e unproved	754	27	
253	358	468		- ricerca esplorativa	489	826	
1.732	1.647	1.921		- sviluppo	3.432	3.568	
28	13	21		- altro	44	34	
49	32	53	8,2	Gas & Power	68	85	25,0
45	31	47		- Mercato	63	78	
4	1	6		- Trasporto Internazionale	5	7	
184	124	166		Refining & Marketing	316	290	(8,2)
142	102	126		- raffinazione, supply e logistica	249	228	
41	14	33		- marketing	61	47	
1	8	7		- altre attività	6	15	
76	29	37	(51,3)	Chimica	115	66	(42,6)
206	315	231	12,1	Ingegneria & Costruzioni	551	546	(0,9)
1	5	3	..	Altre attività	3	8	..
22	23	31	40,9	Corporate e società finanziarie	62	54	(12,9)
38	86	57		Elisioni di consolidamento	124	143	
<b>3.343</b>	<b>2.632</b>	<b>3.015</b>	<b>(9,8)</b>		<b>5.958</b>	<b>5.647</b>	<b>(5,2)</b>

Nel primo semestre 2012, gli investimenti tecnici delle continuing operations di €5.647 milioni (€5.958 milioni nel primo semestre 2011) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakhstan, Italia, Angola ed Egitto, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Mozambico, Ghana, Nigeria, Egitto, Indonesia e Stati Uniti;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€546 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€228 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€47 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€47 milioni).

Gli investimenti tecnici delle discontinued operations di €493 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia e di distribuzione del gas, lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio.

## DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012	Var. % Il trim. 12 vs 11		I semestre		
					2011	2012	Var. %
198	160	197	(0,5)	Italia	362	357	(1,4)
369	466	501	35,8	Resto d'Europa	699	967	38,3
412	272	340	(17,5)	Africa Settentrionale	838	612	(27,0)
1.114	573	774	(30,5)	Africa Sub-Sahariana	1.602	1.347	(15,9)
255	164	177	(30,6)	Kazakhstan	472	341	(27,8)
119	104	207	73,9	Resto dell'Asia	231	311	34,6
276	273	235	(14,9)	America	429	508	18,4
24	6	6	(75,0)	Australia e Oceania	86	12	(86,0)
<b>2.767</b>	<b>2.018</b>	<b>2.437</b>	<b>(11,9)</b>		<b>4.719</b>	<b>4.455</b>	<b>(5,6)</b>

# Exploration & Production

## PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012			I semestre	
					2011	2012
<b>1.489</b>	<b>1.674</b>	<b>1.647</b>	<b>Produzione di idrocarburi</b> <sup>(a) (b)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	<b>1.586</b>	<b>1.661</b>
172	187	186	Italia		179	186
221	205	172	Resto d'Europa		223	189
384	566	569	Africa Settentrionale		444	568
356	333	332	Africa Sub-Sahariana		365	333
106	111	106	Kazakhstan		112	108
104	110	127	Resto dell'Asia		111	119
122	119	119	America		127	119
24	43	36	Australia e Oceania		25	39
<b>129,1</b>	<b>148,4</b>	<b>143,9</b>	<b>Produzione venduta</b> <sup>(a)</sup>	(milioni di boe)	<b>274,8</b>	<b>292,3</b>

## PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012			I semestre	
					2011	2012
<b>793</b>	<b>867</b>	<b>856</b>	<b>Produzione di petrolio e condensati</b> <sup>(a)</sup>	(migliaia di barili/giorno)	<b>846</b>	<b>861</b>
52	67	63	Italia		59	65
122	112	92	Resto d'Europa		123	101
189	258	260	Africa Settentrionale		214	258
265	243	244	Africa Sub-Sahariana		275	244
65	65	64	Kazakhstan		68	65
29	34	43	Resto dell'Asia		34	39
63	65	69	America		65	67
8	23	21	Australia e Oceania		8	22

## PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2011	I trim. 2012	Il trim. 2012			I semestre	
					2011	2012
<b>110</b>	<b>127</b>	<b>124</b>	<b>Produzione di gas naturale</b> <sup>(a) (b)</sup>	(milioni di metri cubi/giorno)	<b>116</b>	<b>126</b>
19	19	19	Italia		19	19
16	15	13	Resto d'Europa		15	14
31	48	49	Africa Settentrionale		36	49
14	14	13	Africa Sub-Sahariana		14	14
6	7	7	Kazakhstan		7	7
12	12	13	Resto dell'Asia		12	12
9	9	8	America		10	8
3	3	2	Australia e Oceania		3	3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9,6 e 8,6 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2012 e 2011, rispettivamente e 9,7 e 8,9 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2012 e 2011, rispettivamente e 9,8 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2012).

## Chimica

II trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre	
				2011	2012
			<b>Vendite</b>	(€ milioni)	
823	733	777	Intermedi	1.670	1.510
876	860	769	Polimeri	1.779	1.629
48	50	52	Altri ricavi	95	102
<b>1.747</b>	<b>1.643</b>	<b>1.598</b>		<b>3.544</b>	<b>3.241</b>
			<b>Produzioni</b>	(migliaia di tonnellate)	
1.036	981	1.099	Intermedi	2.207	2.080
587	509	525	Polimeri	1.140	1.034
<b>1.623</b>	<b>1.490</b>	<b>1.624</b>		<b>3.347</b>	<b>3.114</b>

## Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

II trim. 2011	I trim. 2012	II trim. 2012		I semestre	
				2011	2012
			<b>Ordini acquisiti</b>		
1.535	2.606	1.623	Engineering & Construction Offshore	3.262	4.229
1.144	275	1.141	Engineering & Construction Onshore	2.077	1.416
274	148	257	Perforazioni mare	349	405
145	87	166	Perforazioni terra	318	253
<b>3.098</b>	<b>3.116</b>	<b>3.187</b>		<b>6.006</b>	<b>6.303</b>

(€ milioni)

	31 dic. 2011	30 giu. 2012
<b>Portafoglio ordini</b>	<b>20.417</b>	<b>20.323</b>