



Eni annuncia i risultati del primo trimestre 2012

Roma, 27 aprile 2012 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del primo trimestre 2012¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- Utile operativo adjusted: €6,45 miliardi (+27%)
- Utile netto adjusted: €2,48 miliardi (+13%)
- Utile netto: €3,62 miliardi (+42%)
- Cash flow: €4,19 miliardi

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: 1,674 milioni di boe/giorno -0,6%; +0,2% escludendo l'effetto prezzo
- Vendite di gas: 30,61 miliardi di metri cubi -5,3% a causa dalla debolezza della domanda
- Nuovo e importante successo esplorativo in Mozambico con la scoperta Mamba Nord Est 1
- Accordo strategico con Rosneft nell'upstream russo del Mare di Barents e del Mar Nero
- Avviata la produzione del giant Samburskoye in Siberia
- Raggiunto l'accordo con Gazprom per la revisione dei contratti di fornitura gas
- Definiti gli accordi per l'avvio della dismissione di Galp Energia
- Firmato in Cina un contratto per l'esplorazione di uno dei bacini più promettenti dell'offshore del Paese
- Proseguita con successo la campagna esplorativa nel Mare di Barents

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

“Nel primo trimestre 2012 Eni ha ottenuto risultati eccellenti grazie alla ripresa produttiva in Libia e all'incremento del prezzo del petrolio, nonostante un mercato difficile per Gas & Power, Refining & Marketing e Chimica. Abbiamo concluso positivamente la rinegoziazione dei contratti con Gazprom. L'attività esplorativa ha continuato a produrre ottimi risultati, con altre importanti scoperte in Mozambico e nuovi successi nel Mare di Barents. Sono molto soddisfatto del recente accordo con Rosneft che marcherà la nostra attività di esplorazione per molti anni rafforzando le nostre prospettive di crescita a lungo termine”.

[1] Il presente comunicato stampa costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza.

Highlight finanziari

IV trim. 2011	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	I trim.		
			2011	2012	Var. %
3.483	Utile operativo		5.638	6.834	21,2
4.259	Utile operativo adjusted ^(a)		5.099	6.452	26,5
1.289	Utile netto ^(b)		2.547	3.617	42,0
0,36	- per azione (€) ^(c)		0,70	1,00	42,9
0,97	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,91	2,62	37,2
1.540	Utile netto adjusted ^{(a) (b)}		2.198	2.480	12,8
0,43	- per azione (€) ^(c)		0,61	0,68	11,5
1,16	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,67	1,78	6,6

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted" a pag 21.

(b) Utile di competenza Eni.

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

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

Utile operativo adjusted

Nel primo trimestre 2012, Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €6,45 miliardi con un aumento del 26,5% rispetto al primo trimestre 2011 per effetto del miglioramento di performance della divisione Exploration & Production (+23,8%), trainata dal robusto andamento del prezzo del petrolio e dalla ripresa delle attività in Libia. L'incremento registrato dalla divisione Gas & Power (+57%) è dovuto all'attività Mercato il cui consistente aumento di risultato riflette i benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011, e il miglioramento del paniere di acquisto per effetto della ripresa delle forniture libiche. Tali benefici sono stati parzialmente compensati dalla debole dinamica della domanda in Italia e in Europa e dalla forte pressione competitiva che ha compresso i margini unitari.

La divisione Refining & Marketing e la Chimica hanno registrato maggiori perdite operative a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera non trasferiti nei prezzi finali di vendita, la cui dinamica è stata frenata dalla debolezza della domanda nei rispettivi mercati di sbocco.

Utile netto adjusted

L'utile netto adjusted di €2,48 miliardi è aumentato del 12,8% per effetto del miglioramento della performance operativa parzialmente compensato dai maggiori oneri finanziari (-€207 milioni) e dall'incremento di circa 6 punti percentuali del tax rate consolidato. Quest'ultimo riflette il maggior contributo del settore Exploration & Production, soggetto a più elevate aliquote fiscali, e l'incremento delle imposte correnti delle imprese italiane dovuto al mutato regime fiscale varato con la manovra finanziaria dell'agosto 2011, che ha stabilito l'aumento di 4 punti percentuali (al 10,5%) della maggiorazione IRES sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax) e l'estensione dell'ambito di applicazione della stessa Robin Tax alle società di trasporto e distribuzione del gas.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €2,87 miliardi hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem, e delle infrastrutture di trasporto del gas. Nel trimestre sono stati sostenuti €0,25 miliardi di investimenti finanziari riferiti principalmente all'acquisizione di Nuon Belgium e le attività in joint venture.

Cash flow

Il flusso di cassa netto da attività operativa di €4,19 miliardi ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici e finanziari, e di ridurre l'indebitamento finanziario netto² di €0,61 miliardi rispetto a fine 2011 a €27,43 miliardi. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato di un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (+€329 milioni).

Indici di performance finanziaria

Il leverage³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,43 al 31 marzo 2012 (0,46 al 31 dicembre 2011).

Il ROACE³ calcolato su base adjusted per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2012 è del 10% (11,4% per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2011).

[2] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

[3] 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. 28 e pag. 29.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2011	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		I trim.		
			2011	2012	Var. %
1.678	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.684	1.674	(0,6)
896	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	899	867	(3,6)
123	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	127	3,3
25,47	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	32,33	30,61	(5,3)
11,39	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	9,68	12,29	27,0
2,80	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	2,64	2,53	(4,2)

Exploration & Production

Nel primo trimestre 2012 la produzione di idrocarburi è stata di 1,674 milioni di boe/giorno, con una lieve flessione rispetto al primo trimestre 2011 [-10 mila boe/giorno, pari allo 0,6%] su cui hanno influito i minori entitlement nei Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi simili per effetto dell'aumento delle quotazioni del petrolio (con un impatto negativo stimato in circa -14 mila boe/giorno). Al netto dell'effetto prezzo, la produzione evidenzia una leggera crescita (+0,2% rispetto al primo trimestre 2011) sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/entrata a regime di nuovi giacimenti in Australia, Egitto ed USA. Questi contributi sono stati attenuati dalla vendita di quote in alcuni asset minori e da limitate perdite di produzione non pianificate.

Gas & Power

Nel primo trimestre 2012 le vendite di gas di 30,61 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 5,3% rispetto al primo trimestre 2011 a causa della debolezza della domanda e dell'azione della concorrenza. Le vendite in Italia hanno evidenziato una buona tenuta (+1,4%) per effetto di maggiori volumi spot commercializzati al PSV/borsa e dei maggiori consumi del residenziale dovuti alle rigide condizioni climatiche, parzialmente compensati dalla netta flessione delle vendite ai termoelettrici, penalizzate dalla maggiore competitività del carbone e dalla crescita delle fonti rinnovabili, e al segmento grossista. Le vendite nei mercati europei sono diminuite del 5,5% in particolare nel Benelux e in UK/Nord Europa (vendite all'hub), in parte compensate dalla crescita in Germania/Austria, Turchia e Francia. In sensibile contrazione i ritiri degli importatori in Italia (-57,8%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura.

Refining & Marketing

Nel primo trimestre 2012 il margine europeo medio di raffinazione è rimasto su valori non remunerativi, pur evidenziando una certa ripresa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (2,92 dollari/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, +67,8% rispetto al primo trimestre 2011). Il margine di scenario riflette i deboli fondamentali del settore europeo della raffinazione a causa degli elevati costi della materia prima non trasferiti nei prezzi finali dei prodotti, la cui dinamica è frenata dal calo della domanda di carburanti ed eccesso di capacità. Inoltre i risultati dell'attività di raffinazione Eni hanno continuato a essere penalizzati dalla crescita dei costi delle utility energetiche indicizzati al prezzo oil e dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti.

Nel primo trimestre 2012, le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 6,7% a causa del calo dei consumi di carburanti; le azioni di marketing hanno consentito di difendere la quota di mercato pari al 30,4% nel primo trimestre 2012, in crescita di 0,4 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (30%). Le vendite rete nei mercati europei del primo trimestre 2012 sono cresciute del 2,9% principalmente in Austria, Germania e Svizzera.

Cambio euro/dollaro USA

Nel trimestre il cambio euro/dollaro ha registrato una flessione del 4,1% con un impatto positivo sui risultati del Gruppo.

Sviluppi di business

Mozambico

Nel marzo 2012 è stato conseguito un nuovo, importante successo esplorativo in Mozambico con la scoperta Mamba Nord Est 1 nell'Area 4, che fa seguito a quelle di Mamba Sud e Mamba Nord. Il nuovo pozzo ha consentito di individuare un reservoir mineralizzato a gas che si stima possa contenere almeno 283 miliardi di metri cubi. La scoperta aumenta in misura rilevante il potenziale complessivo dell'Area 4, valutato attualmente in almeno 1.133 miliardi di metri cubi di gas in posto.

Durante il 2012, Eni ha in programma la perforazione di almeno altri 4 pozzi in strutture adiacenti per completare l'accertamento del potenziale addizionale del complesso esplorativo Mamba dell'Area 4.

Accordo con Rosneft

Il 25 aprile 2012, Eni e Rosneft hanno firmato un accordo di cooperazione strategica per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'offshore russo del Mare di Barents e del Mar Nero. In base all'accordo saranno costituite joint venture (Eni 33,33%) per le attività nelle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore del Mar Nero, con riserve recuperabili complessive stimate in 36 miliardi di boe.

Accordo con Gazprom

Nel marzo 2012, Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011. Sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream e per il conseguimento della Final Investment Decision entro il 2012.

Accordo per la cessione della partecipazione in Galp

Il 29 marzo 2012 Eni e gli altri azionisti di riferimento Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos SA della società portoghese Galp Energia hanno firmato una serie di accordi che emendando il patto parasociale esistente tra i tre soci consentono a Eni di avviare da subito il processo di dismissione della partecipazione del 33,34%.

L'accordo prevede in sintesi:

- (i) la cessione ad Amorim Energia del 5% delle azioni Galp in mano Eni entro 150 giorni dalla firma degli accordi al prezzo di €14,25 per azione;
- (ii) il diritto per Eni di vendere in via autonoma sul mercato fino al 18% delle azioni Galp (con possibilità di un ulteriore 2% in caso di emissione di titoli convertibili);
- (iii) il verificarsi della vendita del 5% delle azioni Galp in mano Eni (al mercato o ad Amorim) pone termine al patto parasociale vigente;
- (iv) il riconoscimento ad Amorim di un diritto di preferenza sul residuo 10,34% delle azioni Galp possedute da Eni attraverso la combinazione di una call option a valere sul 5% e di un diritto di prelazione a valere sul restante 5,34% oppure sull'intero 10,34% in caso di mancato esercizio della call option.

Cessione partecipazioni in Interconnector

Il 22 febbraio 2012 Snam e Fluxys G hanno firmato un contratto per l'acquisizione da Eni delle partecipazioni del 16,41% in Interconnector (UK) Limited, del 51% in Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL e del 10% in Huberator SA, società che gestiscono il gasdotto sottomarino di collegamento bidirezionale tra il Regno Unito (Bacton) e il Belgio (Zeebrugge), la stazione di compressione di Zeebrugge presso l'Interconnector e la piattaforma di trading per l'hub di Zeebrugge.

Il valore complessivo dell'operazione ammonta a circa €150 milioni; il closing è atteso entro la seconda metà del 2012.

Cina

Nell'aprile 2012 Eni e China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) hanno firmato un Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 30/27 a elevato potenziale esplorativo, situato in una delle zone più promettenti dell'offshore cinese. Eni sarà operatore del progetto con una partecipazione del 100%. In caso di scoperta, CNOOC potrà partecipare al PSC con una quota fino al 51%.

Norvegia

È stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa PL657 (Eni 80%) nel Mare di Barents, in prossimità del giacimento operato di Goliat (Eni 65%). Lo sviluppo di eventuali scoperte potrà beneficiare della vicinanza delle facility esistenti con riduzione del time-to-market. Nel primo trimestre l'attività esplorativa è proseguita con esiti positivi nella licenza PL532 (Eni 30%) nel Mare di Barents con la campagna di appraisal del potenziale minerario della scoperta a olio e gas di Skrugard e con la nuova scoperta del giacimento a olio e gas Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza PL532 sono stimate in circa 500 milioni di barili al 100%. I partner stanno valutando un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Avvii produttivi

Ad inizio aprile 2012 è stata avviata la produzione del campo Marulk (Eni 20%, operatore) situato nell'offshore norvegese. Il livello produttivo medio atteso nel corso dell'anno è stimato in circa 20 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni).

Nello stesso mese di aprile è stata avviata la produzione del giacimento Samburgskoye in Siberia, con un livello produttivo stimato in circa 43 mila boe/giorno (circa 14 mila boe/giorno in quota Eni).

Incidente nel Mare del Nord

Il 25 marzo 2012 si è verificata una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso una piattaforma produttiva del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel Mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Eni ritiene che tale compagnia abbia avviato tutte le misure necessarie per gestire l'incidente. Eni continua a monitorare la situazione per valutare possibili passività che potrebbero derivare dall'accaduto.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dai segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati. I prezzi del petrolio resteranno sostenuti dalla robustezza della domanda proveniente da Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, in parte attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 113 \$/barile. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa debole, penalizzata dallo scarso dinamismo dell'attività produttiva e dalla competizione delle fonti rinnovabili, mentre l'offerta di gas rimane abbondante. In tale scenario la forte pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Il management prevede il permanere di una situazione depressa per il settore europeo della raffinazione. I margini sono attesi su livelli non remunerativi a causa dell'elevato costo della carica, della stagnazione della domanda di carburanti e dell'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 consuntivo 2011) per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello di plateau ante crisi, con piena regimazione nella seconda metà del 2012. Anche escludendo tale significativo evento, la produzione è attesa su di un trend di leggera crescita, sostenuta dagli importanti avvisi programmati nelle aree core di Algeria, offshore Angola e del progetto gas in joint venture in Siberia. Tali incrementi saranno parzialmente compensati dai declini delle produzioni mature e dall'impatto della fermata di Elgin Franklin nella sezione britannica del Mare del Nord;
- **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 un quadro di diffusa debolezza della domanda, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato in Italia e di consolidare e sviluppare il segmento retail; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target di Francia, Germania/Austria e Turchia, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nel Far East. 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 confermare i volumi ridotti del 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli 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. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile 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 quadro di maggiore apertura del mercato domestico, il management intende preservare 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 la crescita sarà selettiva con 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 investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (€13,44 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici 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 potenziamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas, il completamento del progetto EST nella raffinazione e potenziamenti selettivi nella petrolchimica. Il leverage a fine periodo è previsto in miglioramento rispetto al livello consuntivo nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 113 dollari/barile.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2012, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF). Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2012 e al primo e al quarto trimestre 2011. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento 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 31 marzo 2012 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2011, per la cui descrizione si fa rinvio.

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: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Investor Relations

Casella e-mail: investor.relations@eni.com

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

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: 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 primo trimestre 2012 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del primo trimestre 2012

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
30.102	Ricavi della gestione caratteristica	28.779	33.475	16,3
3.483	Utile operativo	5.638	6.834	21,2
(136)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(669)	(412)	
912	Esclusione special item	130	30	
4.259	Utile operativo adjusted	5.099	6.452	26,5
	Dettaglio per settore di attività:			
4.200	Exploration & Production	4.120	5.100	23,8
385	Gas & Power	958	1.504	57,0
(271)	Refining & Marketing	(176)	(228)	(29,5)
(154)	Chimica	(12)	(162)	..
390	Ingegneria & Costruzioni	342	374	9,4
(69)	Altre attività	(45)	(46)	(2,2)
(19)	Corporate e società finanziarie	(84)	(81)	3,6
(203)	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	(4)	(9)	
(288)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(83)	(290)	
332	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	265	184	
(2.533)	Imposte sul reddito ^(b)	(2.671)	(3.559)	
58,9	Tax rate (%)	50,6	56,1	
1.770	Utile netto adjusted	2.610	2.787	6,8
1.289	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.547	3.617	42,0
(70)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(474)	(279)	
321	Esclusione special item	125	(858)	
1.540	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.198	2.480	12,8
	Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,36	per azione (€)	0,70	1,00	42,9
0,97	per ADR (\$)	1,91	2,62	37,2
	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,43	per azione (€)	0,61	0,68	11,5
1,16	per ADR (\$)	1,67	1,78	6,6
3.622,7	Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,5	3.622,7	
3.177	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.185	4.195	0,2
3.894	Investimenti tecnici	2.875	2.871	(0,1)

(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).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
109,31	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	104,97	118,49	12,9
1,348	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,367	1,311	(4,1)
81,09	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	76,79	90,38	17,7
2,52	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	1,74	2,92	67,8
3,13	Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,35	3,26	(2,7)
1,87	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,27	2,23	75,6
8,92	Prezzo gas NBP ^(d)	9,09	9,34	2,8
1,5	Euribor - a tre mesi (%)	1,1	1,0	(11,8)
0,5	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,5	66,7

(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 primo trimestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €3.617 milioni è aumentato di €1.070 milioni rispetto al primo trimestre 2011, pari al 42%, riflettendo l'aumento dell'utile operativo (+21,2%), conseguito principalmente nei settori Exploration & Production, grazie all'aumento del prezzo del petrolio e alla ripresa dell'attività in Libia, e Gas & Power per effetto dei benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con effetto economico retroattivo all'inizio del 2011, parzialmente compensati dall'andamento negativo dei settori Refining & Marketing e Chimica. Inoltre il risultato ha beneficiato di un provento straordinario di €835 milioni relativo alla Galp. Il provento consegue 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 parzialmente compensati dal peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-€207 milioni), dovuto alla crescita dell'indebitamento finanziario netto medio e 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.

Le imposte sul reddito sono aumentate di €833 milioni per la crescita dell'utile ante imposte. Il tax rate consolidato reported si riduce di circa 1 punto percentuale per effetto del provento straordinario relativo alla Galp non soggetto a imposizione, i cui effetti sono stati attenuati dal maggior contributo del settore Exploration & Production soggetto a più elevate aliquote fiscali e dalle maggiori imposte correnti rilevate dalle imprese italiane (€89 milioni), dovute al mutato regime fiscale varato con la manovra finanziaria dell'agosto 2011, che ha stabilito l'aumento di 4 punti percentuali (al 10,5%) della maggiorazione IRES sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax) e l'estensione dell'ambito di applicazione della stessa Robin Tax alle società di trasporto e distribuzione del gas.

Nel trimestre l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €2.480 milioni è aumentato di €282 milioni rispetto al primo trimestre 2011 (+12,8%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €279 milioni e gli special item costituiti da proventi netti di €858 milioni, con una rettifica complessiva di -€1.137 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo (oneri per €30 milioni) si riferiscono a: (i) la componente valutativa di strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39 (un onere di €18 milioni); (ii) svalutazioni di investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing (€11 milioni); (iii) oneri per incentivazione all'esodo di €10 milioni. Tali oneri sono stati parzialmente compensati da marginali plusvalenze (€26 milioni) sulla cessione di immobilizzazioni tecniche principalmente del settore Exploration & Production.

Gli special item dell'utile netto si riferiscono principalmente al provento straordinario relativo alla Galp (€835 milioni) come descritto in precedenza e alla ripresa di valore di €52 milioni dell'interest in una joint venture nei limiti delle svalutazioni eseguite in precedenti esercizi a motivo dell'esistenza di un accordo di vendita vincolante con un terzo acquirente.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo è stato determinato dal maggior utile operativo adjusted registrato nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni. In calo i risultati del settore Refining & Marketing e Chimica.

Exploration & Production

L'utile operativo adjusted conseguito dal settore Exploration & Production nel primo trimestre 2012 di €5.100 milioni è aumentato di €980 milioni, pari al 23,8%, per effetto dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media +17,9%) trainati dallo scenario petrolifero e della ripresa delle attività in Libia. L'utile netto adjusted di €1.997 milioni è aumentato dell'8,9% scontando un maggiore tax rate adjusted (+4,6 punti percentuali) a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

Gas & Power

Nel primo trimestre 2012 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.504 milioni, in aumento di €546 milioni rispetto al primo trimestre 2011, pari al 57%. L'incremento è attribuibile all'attività Mercato il cui consistente aumento di risultato (+€551 milioni, circa il triplo) riflette i benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, e il miglioramento del paniere di acquisto per effetto della ripresa delle forniture libiche. Tali benefici sono stati parzialmente compensati dalla debole dinamica della domanda in Italia e in Europa e dalla forte pressione competitiva che ha compresso i margini unitari. Il contributo dei Business regolati Italia è in leggera crescita rispetto al trimestre di confronto (+3,4%). In riduzione la performance operativa del Trasporto internazionale (-20,7%) che riflette l'effetto della cessione di attività realizzate nel 2011. L'utile netto adjusted del settore aumenta di €273 milioni, pari al 35,8%.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha ottenuto una solida performance operativa (€374 milioni, con un incremento di €32 milioni, pari al 9,4%) grazie alla crescita dei ricavi e alla maggiore redditività delle commesse. L'utile netto adjusted di €270 milioni è aumentato del 4,2% rispetto al primo trimestre 2011.

Refining & Marketing

Nel primo trimestre 2012, il settore Refining & Marketing ha riportato maggiori perdite operative adjusted (-€52 milioni rispetto al 2011, pari al 29,5%) per effetto dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione, e del calo dei consumi di carburanti dovuto alla debole congiuntura. Sono state intensificate le iniziative di efficienza e l'ottimizzazione dei cicli di raffinazione per attenuare l'impatto dello scenario. La perdita netta adjusted ammonta a €145 milioni, in peggioramento di €48 milioni rispetto al primo trimestre 2011.

Chimica

Nel primo trimestre 2012 il settore ha riportato la perdita operativa adjusted di €162 milioni rispetto alla situazione di quasi break-even nel primo trimestre 2011. Tale rilevante peggioramento riflette gli elevati costi della materia prima petrolifera non trasferiti nei prezzi finali di vendita, la cui dinamica è stata frenata dalla debolezza della domanda di commodity in un quadro economico recessivo. Sulla base di tali driver i margini unitari hanno registrato forti contrazioni, in particolare il margine benchmark sul cracker è sceso in territorio negativo. La perdita netta adjusted ha registrato un peggioramento di €109 milioni (da una perdita netta di €5 milioni nel primo trimestre 2011 a €114 milioni nel primo trimestre 2012).

Stato patrimoniale riclassificato⁴

(€ milioni)

	31 dic. 2011	31 mar. 2012	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	73.048	(530)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.567	134
Attività immateriali	10.950	10.994	44
Partecipazioni	6.242	7.227	985
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.660	(80)
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(1.576)	(1.246)	330
	93.367	94.250	883
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.575	7.737	162
Crediti commerciali	17.709	21.013	3.304
Debiti commerciali	(13.436)	(13.250)	186
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(5.739)	(2.236)
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(12.717)	18
Altre attività (passività) d'esercizio	281	241	(40)
	(4.109)	(2.715)	1.394
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.039)	(1.029)	10
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	206	248	42
CAPITALE INVESTITO NETTO	88.425	90.754	2.329
Patrimonio netto di Eni	55.472	58.115	2.643
Interessenze di terzi	4.921	5.213	292
	60.393	63.328	2.935
Indebitamento finanziario netto	28.032	27.426	(606)
COPERTURE	88.425	90.754	2.329
Leverage	0,46	0,43	(0,03)

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2011 (cambio EUR/USD 1,336 al 31 marzo 2012, contro 1,294 al 31 dicembre 2011, +3,2%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 marzo 2012, una riduzione del capitale investito netto di €1.163 milioni, del patrimonio netto di €1.041 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €122 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€94.250 milioni) è aumentato di €883 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto degli investimenti tecnici dell'esercizio (€2.871 milioni) e del maggior valore della partecipazione Galp a seguito della rilevazione del provento straordinario commentato a pag. 8, parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (€2.347 milioni) e dal movimento dei cambi.

Il **capitale di esercizio netto** (-€2.715 milioni) è aumentato di €1.394 milioni per effetto dell'incremento della voce crediti commerciali (+€3.304 milioni) che riflette la stagionalità delle vendite di gas, parzialmente compensato dall'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto dovuto allo stanziamento delle imposte dell'esercizio (-€2.236 milioni).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€248 milioni) riguardano principalmente asset non strategici delle divisioni Refining & Marketing ed Exploration & Production.

Il **patrimonio netto comprese le interesenze di terzi** (€63.328 milioni) è aumentato di €2.935 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€2.922 milioni) dato dall'utile di conto economico di €3.924 milioni in parte compensato dalle differenze cambio da conversione negative rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo.

(4) 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 di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Rendiconto finanziario riclassificato⁵

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. ass.
1.519	Utile netto	2.959	3.924	965
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
3.101	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.003	1.269	(734)
(1.094)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(19)	(25)	(6)
2.823	- dividendi, interessi e imposte	2.907	3.872	965
268	Variazione del capitale di esercizio	(1.729)	(2.012)	(283)
(3.440)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.936)	(2.833)	(897)
3.177	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.185	4.195	10
(3.894)	Investimenti tecnici	(2.875)	(2.871)	4
(140)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(41)	(245)	(204)
1.578	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	26	52	26
340	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(195)	(262)	(67)
1.061	Free cash flow	1.100	869	(231)
(18)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(67)	(2)	65
(829)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(637)	(362)	275
(269)	Flusso di cassa del capitale proprio	5	(6)	(11)
14	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(28)	(9)	19
(41)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	373	490	117

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. ass.
1.061	Free cash flow	1.100	869	(231)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
(192)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
(359)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	63	(255)	(318)
(269)	Flusso di cassa del capitale proprio	5	(6)	(11)
241	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.168	606	(562)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** (€4.195 milioni) ha coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€2.871 milioni) e finanziari (€245 milioni) del periodo determinando una riduzione di €606 milioni dell'indebitamento finanziario netto rispetto al 31 dicembre 2011.

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato del maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (+€329 milioni; €2.108 milioni nel primo trimestre 2012, €1.779 milioni a fine 2011).

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 31 marzo 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 e 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 primo trimestre 2012.

(5) 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.

Exploration & Production

IV trim. 2011	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		
			2011	2012	Var. %
7.936	Ricavi della gestione caratteristica		7.474	9.343	25,0
4.169	Utile operativo		4.106	5.090	24,0
31	Esclusione special item:		14	10	
49	- svalutazioni di asset e altre attività				
(35)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(17)	(12)	
29	- oneri per incentivazione all'esodo		2	1	
(30)	- componente valutativa dei derivati su commodity		29	21	
18	- altro				
4.200	Utile operativo adjusted		4.120	5.100	23,8
(58)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(57)	(63)	
176	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		117	43	
(2.624)	Imposte sul reddito ^(a)		(2.347)	(3.083)	
60,8	Tax rate (%)		56,1	60,7	
1.694	Utile netto adjusted		1.833	1.997	8,9
	I risultati includono:				
1.876	- ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:		1.588	1.817	14,4
340	ammortamenti di ricerca esplorativa		266	398	49,6
243	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		163	283	73,6
97	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		103	115	11,7
2.690	Investimenti tecnici		1.952	2.018	3,4
	di cui:				
525	- ricerca esplorativa ^(b)		236	358	51,7
	Produzioni ^{(c) (d)}				
896	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	899	867	(3,6)
123	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	127	3,3
1.678	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.684	1.674	(0,6)
	Prezzi medi di realizzo				
100,42	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	95,36	111,54	17,0
252,06	Gas naturale	(\$/kmc)	211,54	259,01	22,4
72,58	Idrocarburi	(\$/boe)	66,62	78,54	17,9
	Prezzi medi dei principali marker di mercato				
109,31	Brent dated	(\$/bbl)	104,97	118,49	12,9
81,09	Brent dated	(€/bbl)	76,79	90,38	17,7
94,07	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	93,98	102,99	9,6
117,60	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	146,91	86,52	(41,1)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 37.

(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 primo trimestre 2012 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €5.100 milioni con un incremento di €980 milioni rispetto al primo trimestre 2011, pari al 23,8%, per effetto dell'aumento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +17%; gas naturale +22,4%) e della ripresa delle attività in Libia. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività.

Nel trimestre sono stati rilevati oneri netti special di €10 milioni che hanno riguardato la componente valutativa relativa a derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine, compensati da plusvalenze sulla cessione di asset marginali.

L'utile netto adjusted di €1.997 milioni è aumentato di €164 milioni, pari all'8,9%, rispetto al primo trimestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, in parte compensata dall'incremento di circa cinque punti percentuali del tax rate adjusted a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2012 la produzione di idrocarburi è stata di 1,674 milioni di boe/giorno con una lieve flessione rispetto al primo trimestre 2011 (-10 mila boe/giorno, pari allo 0,6%) su cui hanno influito i minori entitlement nei Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi similari per effetto dell'aumento delle quotazioni del petrolio (con un impatto negativo stimato in circa -14 mila boe/giorno). Al netto dell'effetto prezzo, la produzione evidenzia una leggera crescita (+0,2% rispetto al primo trimestre 2011) sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/entrata a regime di nuovi giacimenti in Australia, Egitto e USA. Questi contributi sono stati attenuati dalla vendita di quote in alcuni asset minori e da limitate perdite di produzione non pianificate. La quota di produzione estera è stata dell'89%.

La produzione di petrolio (867 mila barili/giorno) è diminuita di 32 mila/barili giorno, pari al 3,6%, a causa dell'effetto negativo dei minori entitlement nei PSA e dei declini produttivi, in particolare nel Regno Unito. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal ramp-up delle attività produttive in Libia e dalla crescita organica in Australia e Norvegia.

La produzione di gas naturale (127 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,3% a seguito essenzialmente del ramp-up delle produzioni libiche e della crescita in Australia, Norvegia ed Egitto. In riduzione le produzioni nel Golfo del Messico.

Gas & Power

IV trim. 2011	RISULTATI	I trim. 2011	2012	Var. %	
					(€ milioni)
10.617	Ricavi della gestione caratteristica	10.614	12.122	14,2	
326	Utile operativo	910	1.485	63,2	
(49)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(41)	13		
108	Esclusione special item:	89	6		
6	- oneri ambientali	1	2		
153	- svalutazioni				
(9)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(4)		
56	- accantonamenti a fondo rischi				
32	- oneri per incentivazione all'esodo	3	4		
(163)	- componente valutativa dei derivati su commodity	80			
33	- altro	5	4		
385	Utile operativo adjusted	958	1.504	57,0	
(169)	Mercato	288	839	191,3	
523	Business regolati Italia	554	573	3,4	
31	Trasporto Internazionale	116	92	(20,7)	
4	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	5	4		
103	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	116	118		
(159)	Imposte sul reddito ^(a)	(316)	(590)		
32,3	Tax rate (%)	29,3	36,3		
333	Utile netto adjusted	763	1.036	35,8	
585	Investimenti tecnici	279	271	(2,9)	
	Vendite di gas naturale				
		(miliardi di metri cubi)			
9,30	Italia	11,98	12,15	1,4	
16,17	Vendite internazionali	20,35	18,46	(9,3)	
13,96	- Resto d'Europa	18,28	16,31	(10,8)	
1,46	- Mercati extra europei	1,32	1,45	9,8	
0,75	- E&P in Europa e Golfo del Messico	0,75	0,70	(6,7)	
25,47	TOTALE VENDITE MONDO	32,33	30,61	(5,3)	
	<i>di cui:</i>				
22,10	- società consolidate	28,77	27,19	(5,5)	
2,62	- società collegate	2,81	2,72	(3,2)	
0,75	- E&P in Europa e Golfo del Messico	0,75	0,70	(6,7)	
11,39	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	9,68	12,29	27,0
18,86	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	23,55	22,48	(4,5)

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel primo trimestre 2012 il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €1.504 milioni con un aumento di €546 milioni rispetto al primo trimestre 2011, pari al 57%. Tale incremento è dovuto all'attività Mercato che ha conseguito un utile operativo quasi triplo rispetto al periodo di confronto, beneficiando degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011. In leggera crescita rispetto al trimestre di confronto (+3,4%) la performance operativa dei Business regolati Italia e in riduzione i risultati del Trasporto internazionale (-20,7%) a causa della cessione delle attività nel corso del 2011.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre sono stati esclusi oneri special di €6 milioni che hanno riguardato in particolare oneri per incentivazione all'esodo (€4 milioni).

L'utile netto adjusted del primo trimestre 2012 di €1.036 milioni è aumentato di €273 milioni rispetto al primo trimestre 2011 (+35,8%) per effetto del miglioramento della performance operativa.

Andamento operativo

Mercato

Nonostante il permanere di deboli fondamentali di domanda e offerta e forte pressione competitiva, nel primo trimestre 2012 l'attività Mercato ha registrato l'utile operativo adjusted di €839 milioni rispetto all'utile di €288 milioni del primo trimestre 2011, con un aumento di €551 milioni che riflette:

- (i) i benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011;
- (ii) il miglioramento del mix di approvvigionamento per effetto della ripresa delle forniture libiche;
- (iii) l'impatto positivo delle condizioni climatiche più rigide della norma che hanno caratterizzato i primi mesi del 2012.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalle perdite di volumi in segmenti remunerativi, a causa dell'azione della concorrenza e della competizione di altre fonti (in particolare in Belgio e termoelettrico Italia), e dal peggioramento di redditività delle vendite indicizzate ai prezzi hub a causa dell'andamento rialzista del costo oil-linked dell'approvvigionato.

L'EBITDA pro-forma adjusted dell'attività Mercato (per maggiori dettagli v. pag. 17), 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, conferma i trend di risultati del Mercato evidenziati nel commento all'utile operativo.

Le **vendite di gas naturale** del primo trimestre 2012 sono state di 30,61 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 1,72 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2011, pari al 5,3%, che riflette la debolezza della domanda di gas in un quadro congiunturale recessivo e la crescente pressione competitiva.

Le vendite in Italia di 12,15 miliardi di metri cubi registrano un leggero aumento di 0,17 miliardi di metri cubi, pari all'1,4%, grazie ai maggiori volumi spot scambiati al PSV e borsa (+0,86 miliardi di metri cubi) e ai maggiori consumi del segmento residenziale dovuto alla crescita dei clienti in portafoglio e a rigide condizioni climatiche (+0,14 miliardi di metri cubi). Sono diminuite le vendite negli altri segmenti di utilizzo: in particolare ai clienti termoelettrici, che hanno ridotto i prelievi (-0,42 miliardi di metri cubi) a causa del debole andamento della domanda elettrica e del maggiore ricorso alle fonti rinnovabili e al carbone, e al segmento grossista (-0,36 miliardi di metri cubi) a causa dell'intensificarsi dell'azione della concorrenza, nonché i prelievi dei clienti industriali (-0,12 miliardi di metri cubi).

In sensibile contrazione i ritiri degli importatori in Italia (-57,8%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura.

Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione di 0,90 miliardi di metri cubi (-5,5%) riferita in particolare al Benelux (-1,38 miliardi di metri cubi), a causa della pressione competitiva e delle condizioni climatiche miti, e ai mercati di UK/Nord Europa (-0,62 miliardi di metri cubi, vendite all'hub). In aumento le vendite in Germania/Austria (+0,74 miliardi di metri cubi), Turchia (+0,27 miliardi di metri cubi) e Francia (+0,25 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,13 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
9,30	ITALIA	11,98	12,15	1,4
1,38	- Grossisti	2,24	1,88	(16,1)
1,61	- PSV e borsa	1,60	2,46	53,8
1,75	- Industriali	1,99	1,87	(6,0)
0,27	- PMI e terziario	0,46	0,41	(10,9)
0,78	- Termoelettrici	1,17	0,75	(35,9)
1,89	- Residenziali	2,87	3,01	4,9
1,62	- Autoconsumi	1,65	1,77	7,3
16,17	VENDITE INTERNAZIONALI	20,35	18,46	(9,3)
13,96	Resto d'Europa	18,28	16,31	(10,8)
0,42	- Importatori in Italia	1,85	0,78	(57,8)
13,54	- Mercati europei	16,43	15,53	(5,5)
1,87	<i>Penisola Iberica</i>	2,04	1,93	(5,4)
2,00	<i>Germania/Austria</i>	2,07	2,81	35,7
2,44	<i>Benelux</i>	4,63	3,25	(29,8)
0,74	<i>Ungheria</i>	1,07	0,99	(7,5)
2,20	<i>UK/Nord Europa</i>	1,67	1,05	(37,1)
2,06	<i>Turchia</i>	1,86	2,13	14,5
1,78	<i>Francia</i>	2,55	2,80	9,8
0,45	<i>altro</i>	0,54	0,57	5,6
1,46	Mercati extra europei	1,32	1,45	9,8
0,75	E&P in Europa e Golfo del Messico	0,75	0,70	(6,7)
25,47	TOTALE VENDITE GAS MONDO	32,33	30,61	(5,3)

Le vendite di **energia elettrica** di 12,29 TWh nel primo trimestre 2012 sono aumentate del 27% rispetto al corrispondente periodo del 2011 grazie all'incremento del portafoglio clienti retail e dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,31 TWh), nonostante il debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

Business regolati Italia

Nel primo trimestre 2012, l'utile operativo adjusted delle attività regolate in Italia di €573 milioni è in aumento di €19 milioni rispetto al primo trimestre 2011 (+3,4%). L'incremento è riferibile al Trasporto (+€12 milioni, pari al 3,7%) per effetto degli incentivi riconosciuti sugli investimenti effettuati.

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** di 22,48 miliardi di metri cubi nel primo trimestre 2012 sono in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2011 per effetto della flessione della domanda di gas in Italia.

Nell'ambito dell'attività di **stoccaggio** nel primo trimestre 2012 sono stati movimentati in giacimento 5,28 miliardi di metri cubi di gas di cui 0,36 miliardi di metri cubi immessi (+0,19 miliardi di metri cubi rispetto al corrispondente periodo del 2011) e 4,92 miliardi di metri cubi erogati (+0,60 miliardi di metri cubi rispetto al corrispondente periodo del 2011). L'incremento rispetto al primo trimestre 2011 è attribuibile ai maggiori prelievi a causa delle condizioni climatiche rigide registrate nel periodo.

Trasporto Internazionale

L'utile operativo adjusted del primo trimestre 2012 di €92 milioni è diminuito di €24 milioni rispetto al primo trimestre 2011, pari al 20,7% 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)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
623	EBITDA pro-forma adjusted	1.054	1.641	55,7
152	Mercato	456	1.098	140,8
90	di cui: +/-] rettifica derivati commodity	(59)		
387	Business regolati Italia	393	410	4,3
84	Trasporto internazionale	205	133	(35,1)

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. Per le attività regolate Italia, in considerazione dello status di società quotata della capogruppo Snam SpA, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,53% al 31 marzo 2012 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società). 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

IV trim. 2011	RISULTATI	(€ milioni)	I trim.		Var. %
			2011	2012	
13.257	Ricavi della gestione caratteristica		11.806	14.206	20,3
(681)	Utile operativo		303	111	(63,4)
(135)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(508)	(358)	
545	Esclusione special item		29	19	
1	- oneri ambientali		14	4	
437	- svalutazioni		16	11	
18	- plusvalenze nette su cessione di asset		(4)		
3	- accantonamenti a fondo rischi				
71	- oneri per incentivazione all'esodo		3	1	
1	- componente valutativa dei derivati su commodity		(2)		
14	- altro		2	3	
(271)	Utile operativo adjusted		(176)	(228)	(29,5)
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)			1	
40	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		27	22	
101	Imposte sul reddito ^(a)		52	60	
..	Tax rate [%]		
(130)	Utile netto adjusted		(97)	(145)	(49,5)
359	Investimenti		132	124	(6,1)
	Margine di raffinazione				
2,52	Brent dated	(\$/bbl)	1,74	2,92	67,8
1,87	Brent dated	(€/bbl)	1,27	2,23	75,6
3,13	Brent/Ural	(\$/bbl)	3,35	3,26	(2,7)
	LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,38	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		5,96	4,74	(20,5)
7,73	Lavorazioni in conto proprio		8,14	7,17	(11,9)
6,45	- Italia		7,03	5,98	(14,9)
1,28	- resto d'Europa		1,11	1,19	7,2
2,80	Rete Europa		2,64	2,53	(4,2)
2,05	- Italia		1,94	1,81	(6,7)
0,75	- resto d'Europa		0,70	0,72	2,9
3,46	Extrarete Europa		3,00	2,95	(1,7)
2,48	- Italia		2,19	2,06	(5,9)
0,98	- resto d'Europa		0,81	0,89	9,9
0,11	Extrarete mercati extra europei		0,10	0,10	

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel primo trimestre 2012 la Divisione Refining & Marketing ha riportato una **perdita operativa adjusted** di €228 milioni che riflette il perdurare dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda di carburanti e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. Rispetto al periodo di confronto, la perdita ha evidenziato un ampliamento del 29,5% a causa del restringimento dei differenziali tra greggi leggeri e pesanti. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di raffinazione e dalla riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing, nonostante le iniziative commerciali a sostegno delle vendite, hanno registrato un peggioramento a causa della rilevante contrazione della domanda di carburanti per autotrazione e degli altri prodotti destinati all'industria in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da elevata pressione competitiva e dal calo dei margini dovuto ai repentini aumenti del costo dei prodotti non trasferiti nei prezzi al consumo.

Nella determinazione dell'utile operativo adjusted del trimestre sono stati esclusi oneri special di €19 milioni che hanno riguardato svalutazioni di investimenti eseguiti nel periodo su impianti di raffinazione e rete svalutati in precedenti esercizi e oneri ambientali.

Nel primo trimestre 2012 il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di €145 milioni, con un peggioramento di €48 milioni rispetto al primo trimestre 2011 per effetto del peggioramento della performance operativa.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel primo trimestre 2012 sono state di 7,17 milioni di tonnellate con una diminuzione dell'11,9% rispetto al primo trimestre 2011. In Italia la flessione dei volumi processati [-14,9%] riflette la decisione di fermare temporaneamente le lavorazioni presso l'impianto di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto di eventi imprevisti e fermate programmate a Sannazzaro e Taranto. In aumento i volumi lavorati su Milazzo. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono in aumento (+7,2%) in particolare in Germania per aumento della domanda.

Le **vendite rete in Italia** di 1,81 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2012 sono diminuite di circa 130 mila tonnellate, pari al 6,7%, per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina compensata da un lieve aumento dei consumi di GPL. Le vendite nel segmento premium del trimestre sono in lieve flessione rispetto al 2011. Le azioni di marketing hanno consentito di difendere la quota di mercato pari al 30,4% nel primo trimestre 2012, in aumento di 0,4 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2011.

Le **vendite extrarete in Italia** (2,06 milioni di tonnellate) hanno registrato nel primo trimestre 2012 una flessione di circa 130 mila tonnellate, pari al 5,9% rispetto al corrispondente periodo del 2011 per effetto principalmente del calo della domanda dei trasporti e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole e della pressione competitiva nel segmento dei bunkeraggi e dei bitumi. In lieve flessione le vendite degli oli combustibili all'industria, mentre sono sostanzialmente in linea le vendite di jet fuel al segmento avio. La quota di mercato extrarete media nel primo trimestre 2012 è del 28,3% (28,0% nel primo trimestre 2011).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 720 mila tonnellate sono in aumento rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+2,9%) grazie alle maggiori vendite in Austria, Germania e Svizzera che hanno compensato la flessione dei volumi nella Repubblica Ceca e in Francia.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 890 mila tonnellate nel primo trimestre 2012 sono aumentate del 9,9% rispetto al corrispondente periodo del 2011, principalmente in Svizzera, Germania, Slovenia, Repubblica Ceca e Francia. In flessione i volumi in Ungheria, Austria e Romania.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
30.102	Ricavi della gestione caratteristica	28.779	33.475	16,3
286	Altri ricavi e proventi	233	569	144,2
(24.027)	Costi operativi	(21.222)	(24.771)	(16,7)
217	Altri proventi e oneri operativi	(28)	(92)	..
(3.095)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.124)	(2.347)	(10,5)
3.483	Utile operativo	5.638	6.834	21,2
(290)	Proventi (oneri) finanziari netti	(83)	(290)	..
1.184	Proventi netti su partecipazioni	291	1.100	..
4.377	Utile prima delle imposte	5.846	7.644	(30,8)
(2.858)	Imposte sul reddito	(2.887)	(3.720)	(28,9)
65,3	Tax rate (%)	49,4	48,7	
1.519	Utile netto di competenza	2.959	3.924	32,6
1.289	- Azionisti Eni	2.547	3.617	42,0
230	- Interessenze di terzi	412	307	(25,5)
1.289	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.547	3.617	42,0
(70)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(474)	(279)	
321	Esclusione special item	125	(858)	
1.540	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	2.198	2.480	12,8

(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, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota 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. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

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

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

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. 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. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

Primo trimestre 2012

	ERP	G&P	R&M	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	5.090	1.485	111	(96)	376	(39)	(84)	(9)	6.834
Esclusione (utile) perdita di magazzino		13	(358)	(67)					(412)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		2	4						6
svalutazioni			11						11
plusvalenze nette su cessione di asset	(12)	(4)			1	(11)			(26)
oneri per incentivazione all'esodo	1	4	1	1			3		10
componente valutativa dei derivati su commodity	21				(3)				18
altro		4	3			4			11
Special item dell'utile operativo	10	6	19	1	(2)	(7)	3		30
Utile operativo adjusted	5.100	1.504	(228)	(162)	374	(46)	(81)	(9)	6.452
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(63)	4	1				(232)		(290)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	43	118	22		1				184
Imposte sul reddito ^(a)	(3.083)	(590)	60	48	(105)		109	2	(3.559)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>60,7</i>	<i>36,3</i>	<i>..</i>		<i>28,0</i>				<i>56,1</i>
Utile netto adjusted	1.997	1.036	(145)	(114)	270	(46)	(204)	(7)	2.787
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									307
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.480
Utile netto di competenza azionisti Eni									3.617
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(279)
Esclusione special item									(858)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.480

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2011

	E&P	G&P	R&M	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	4.106	910	303	108	354	(27)	(112)	(4)	5.638
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(41)	(508)	(120)					(669)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		1	14						15
svalutazioni			16			1			17
plusvalenze nette su cessione di asset	(17)		(4)		1				(20)
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	3				4		12
componente valutativa dei derivati su commodity	29	80	(2)		(13)				94
altro		5	2			(19)	24		12
Special item dell'utile operativo	14	89	29		(12)	(18)	28		130
Utile operativo adjusted	4.120	958	(176)	(12)	342	(45)	(84)	(4)	5.099
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	5					(31)		(83)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	117	116	27		5				265
Imposte sul reddito ^(a)	(2.347)	(316)	52	7	(88)		20	1	(2.671)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>56,1</i>	<i>29,3</i>	<i>..</i>		<i>25,4</i>				<i>50,6</i>
Utile netto adjusted	1.833	763	(97)	(5)	259	(45)	(95)	(3)	2.610
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									412
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.198
Utile netto di competenza azionisti Eni									2.547
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(474)
Esclusione special item									125
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.198

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2011

	E&P	G&P	R&M	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	4.169	326	(681)	(297)	398	(183)	(46)	(203)	3.483
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(49)	(135)	48					(136)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		6	1	1		115			123
svalutazioni	49	153	437	81	11	(6)			725
plusvalenze nette su cessione di asset	(35)	(9)	18			(5)	(1)		(32)
accantonamenti a fondo rischi		56	3			10	4		73
oneri per incentivazione all'esodo	29	32	71	13	8	6	(4)		155
componente valutativa dei derivati su commodity	(30)	(163)	1		(27)				(219)
altro	18	33	14			(6)	28		87
Special item dell'utile operativo	31	108	545	95	(8)	114	27		912
Utile operativo adjusted	4.200	385	(271)	(154)	390	(69)	(19)	(203)	4.259
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(58)	4				1	(235)		(288)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	176	103	40	(1)	16	(3)	1		332
Imposte sul reddito ^(a)	(2.624)	(159)	101	32	(129)	(1)	166	81	(2.533)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>60,8</i>	<i>32,3</i>	<i>..</i>		<i>31,8</i>				<i>58,9</i>
Utile netto adjusted	1.694	333	(130)	(123)	277	(72)	(87)	(122)	1.770
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									230
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.540
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.289
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(70)
Esclusione special item									321
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.540

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
123	Oneri ambientali	15	6
725	Svalutazioni	17	11
(32)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(20)	(26)
73	Accantonamenti a fondo rischi		
155	Oneri per incentivazione all'esodo	12	10
(219)	Componente valutativa dei derivati su commodity	94	18
87	Altro	12	11
912	Special item dell'utile operativo	130	30
2	Oneri (proventi) finanziari		
(857)	Oneri (proventi) su partecipazioni	24	(887)
	<i>di cui:</i>		
(1.072)	- plusvalenze da cessione/rivalutazione		(835)
191	- svalutazioni		
264	Imposte sul reddito	(29)	(1)
	<i>di cui:</i>		
552	adeguamento fiscalità differita su PSA		
(23)	linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro	27	16
(265)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(56)	(17)
321	Totale special item dell'utile netto	125	(858)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
7.936	Exploration & Production	7.474	9.343	25,0
10.617	Gas & Power	10.614	12.122	14,2
13.257	Refining & Marketing	11.806	14.206	20,3
1.343	Chimica	1.797	1.643	(8,6)
3.228	Ingegneria & Costruzioni	2.785	2.960	6,3
21	Altre attività	25	29	16,0
398	Corporate e società finanziarie	303	310	2,3
140	Effetto eliminazione utili interni	(101)	(97)	
(6.838)	Elisioni di consolidamento	(5.924)	(7.041)	
30.102		28.779	33.475	16,3

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
22.702	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	20.103	23.546	17,1
189	<i>di cui: altri special item</i>	3	6	
1.325	Costo lavoro	1.119	1.225	9,5
155	<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	12	10	
24.027		21.222	24.771	16,7

Derivati non di copertura su commodity

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
29	Exploration & Production	(29)	(21)
(1)	- componente realizzata ^{(a)(b)}		
30	- componente valutativa ^{(a)(b)}	(29)	(21)
189	Gas & Power	65	(65)
21	- componente realizzata ^(b)	84	
163	- componente valutativa ^(b)	(80)	
5	- componente realizzata e fair value derivati di trading	61	(65)
(18)	Refining & Marketing	(78)	(9)
(17)	- componente realizzata ^(b)	(78)	
(1)	- componente valutativa ^(b)	2	
	- componente realizzata e fair value derivati di trading	(2)	(9)
	Chimica	2	
	- componente realizzata ^(b)	2	
	- componente valutativa ^(b)		
17	Ingegneria & Costruzioni	12	3
(10)	- componente realizzata ^(b)	(1)	
27	- componente valutativa ^(b)	13	3
217	Totale	(28)	(92)
(7)	- componente realizzata	7	
219	- componente valutativa	(94)	(18)
5	- componente realizzata e fair value derivati di trading	59	(74)

(a) Derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine.

(b) Strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
1.828	Exploration & Production	1.588	1.817	14,4
252	Gas & Power	248	238	(4,0)
89	Refining & Marketing	92	82	(10,9)
23	Chimica	22	22	
164	Ingegneria e Costruzioni	145	166	14,5
	Altre attività		1	
21	Corporate e società finanziarie	17	16	(5,9)
(6)	Effetto eliminazione utili interni	(5)	(6)	
2.371	Ammortamenti	2.107	2.336	10,9
724	Svalutazioni	17	11	(35,3)
3.095		2.124	2.347	10,5

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo trimestre 2012	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	40	115	33	1		189
Dividendi	3	3	18			24
Altri proventi netti			52		835	887
	43	118	103	1	835	1.100

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
	Utile ante imposte			
(300)	Italia	1.312	2.585	1.273
4.677	Eestero	4.534	5.059	525
4.377		5.846	7.644	1.798
	Imposte sul reddito			
(131)	Italia	538	717	179
2.989	Eestero	2.349	3.003	654
2.858		2.887	3.720	833
	Tax rate (%)			
43,7	Italia	41,0	27,7	(13,3)
63,9	Eestero	51,8	59,4	7,6
65,3		49,4	48,7	(0,7)

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	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	29.479	(118)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	6.087	(408)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	23.392	290
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(1.990)	(490)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(37)	(31)	6
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(28)	(32)	(4)
Indebitamento finanziario netto	28.032	27.426	(606)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	60.393	63.328	2.935
Leverage	0,46	0,43	(0,03)

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2012

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 marzo 2012 ^(a)
Eni UK Holding Plc	1
Eni Finance International SA	148
Eni SpA	1.563
	1.712

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

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

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 marzo 2012 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	1.000	2020	fisso	4,25
			1.000			

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

ROACE (Return On Average Capital Employed)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima delle interessenze di terzi e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 38% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 marzo 2012	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	7.030	1.814	(310)	8.089
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	480
Utile netto adjusted unlevered	7.030	1.814	(310)	8.569
Capitale investito netto adjusted				
- a inizio periodo	35.806	27.896	9.301	81.817
- a fine periodo	41.028	29.117	8.952	90.225
Capitale investito netto medio adjusted	38.417	28.507	9.127	86.021
ROACE adjusted (%)	18,3	6,4	(3,4)	10,0

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 marzo 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	6.188	2.366	(116)	8.525
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	365
Utile netto adjusted unlevered	6.188	2.366	(116)	8.890
Capitale investito netto adjusted				
- a inizio periodo	34.572	25.067	7.884	75.374
- a fine periodo	35.806	27.849	8.633	81.013
Capitale investito netto medio adjusted	35.189	26.458	8.259	78.194
ROACE adjusted (%)	17,6	8,9	(1,4)	11,4

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2011	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted	6.866	1.541	(262)	7.912
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	454
Utile netto adjusted unlevered	6.866	1.541	(262)	8.366
Capitale investito netto adjusted				
- a inizio periodo	37.646	27.346	8.321	81.847
- a fine periodo	42.024	27.660	8.600	87.701
Capitale investito netto medio adjusted	39.835	27.503	8.461	84.774
ROACE adjusted (%)	17,2	5,6	(3,1)	9,9

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

[€ milioni]

	31 dic. 2011	31 mar. 2012
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.500	1.990
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	262	246
Crediti commerciali e altri crediti	24.595	27.978
Rimanenze	7.575	7.737
Attività per imposte sul reddito correnti	549	350
Attività per altre imposte correnti	1.388	1.164
Altre attività correnti	2.326	1.932
	38.195	41.397
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	73.578	73.048
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.567
Attività immateriali	10.950	10.994
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.843	6.835
Altre partecipazioni	399	392
Altre attività finanziarie	1.578	1.484
Attività per imposte anticipate	5.514	4.617
Altre attività non correnti	4.225	3.617
	104.520	103.554
Attività destinate alla vendita	230	271
TOTALE ATTIVITÀ	142.945	145.222
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.459	4.022
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.036	2.065
Debiti commerciali e altri debiti	22.912	21.779
Passività per imposte sul reddito correnti	2.092	2.757
Passività per altre imposte correnti	1.896	3.017
Altre passività correnti	2.237	1.896
	35.632	35.536
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	23.102	23.392
Fondi per rischi e oneri	12.735	12.717
Fondi per benefici ai dipendenti	1.039	1.029
Passività per imposte differite	7.120	6.250
Altre passività non correnti	2.900	2.947
	46.896	46.335
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	24	23
TOTALE PASSIVITÀ	82.552	81.894
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	4.921	5.213
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve	53.195	57.226
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	20
Azioni proprie	(6.753)	(6.753)
Accanto sul dividendo	(1.884)	
Utile dell'esercizio	6.860	3.617
Totale patrimonio netto di Eni	55.472	58.115
TOTALE PATRIMONIO NETTO	60.393	63.328
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	142.945	145.222

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
	RICAVI		
30.102	Ricavi della gestione caratteristica	28.779	33.475
286	Altri ricavi e proventi	233	569
30.388	Totale ricavi	29.012	34.044
	COSTI OPERATIVI		
22.702	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	20.103	23.546
1.325	Costo lavoro	1.119	1.225
217	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(28)	(92)
3.095	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	2.124	2.347
3.483	UTILE OPERATIVO	5.638	6.834
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.761	Proventi finanziari	3.117	2.338
(1.787)	Oneri finanziari	(3.397)	(2.589)
(264)	Strumenti derivati	197	(39)
(290)		(83)	(290)
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
64	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	176	189
1.120	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	115	911
1.184		291	1.100
4.377	UTILE ANTE IMPOSTE	5.846	7.644
(2.858)	Imposte sul reddito	(2.887)	(3.720)
1.519	Utile netto	2.959	3.924
	Di competenza:		
1.289	- azionisti Eni	2.547	3.617
230	- interessenze di terzi	412	307
1.519		2.959	3.924
	Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,36	- semplice	0,70	1,00
0,36	- diluito	0,70	1,00

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I trim.	
	2011	2012
Utile netto di periodo	2.959	3.924
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>(1.883)</i>	<i>(1.041)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>54</i>	<i>32</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>		<i>5</i>
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		<i>15</i>
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	<i>(20)</i>	<i>(13)</i>
	(1.849)	(1.002)
Totale utile complessivo	1.110	2.922
Di competenza:		
- azionisti Eni	741	2.640
- interessenze di terzi	369	282
	1.110	2.922

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
Totale utile complessivo di periodo	2.922	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	22	
Altre variazioni	(9)	
Totale variazioni		2.935
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2012		63.328
Di competenza:		
- azionisti Eni		58.115
- interessenze di terzi		5.213

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
1.519	Utile netto	2.959	3.924
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.371	Ammortamenti	2.107	2.336
724	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	17	11
(64)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(200)	(189)
(1.094)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(19)	(25)
(207)	Dividendi	(114)	(24)
(15)	Interessi attivi	(25)	(37)
187	Interessi passivi	159	213
2.858	Imposte sul reddito	2.887	3.720
69	Altre variazioni	86	(885)
	Variazioni del capitale di esercizio:		
370	- rimanenze	(270)	(296)
(1.530)	- crediti commerciali	(601)	(3.330)
1.647	- debiti commerciali	(1.222)	(45)
(6)	- fondi per rischi e oneri	(48)	81
(213)	- altre attività e passività	412	1.578
268	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(1.729)</i>	<i>(2.012)</i>
1	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(7)	(4)
260	Dividendi incassati	118	181
49	Interessi incassati	(14)	13
(222)	Interessi pagati	(216)	(282)
(3.527)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.824)	(2.745)
3.177	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.185	4.195
	Investimenti:		
(3.180)	- attività materiali	(2.533)	(2.412)
(714)	- attività immateriali	(342)	(459)
(93)	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(178)
(47)	- partecipazioni	(41)	(67)
(8)	- titoli	(8)	7
(128)	- crediti finanziari	(513)	(224)
162	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(225)	(334)
(4.008)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.662)	(3.667)
	Disinvestimenti:		
64	- attività materiali	7	23
16	- attività immateriali	18	29
838	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
660	- partecipazioni	1	
12	- titoli		16
191	- crediti finanziari	480	253
93	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	4	18
1.874	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>510</i>	<i>339</i>
(2.134)	Flusso di cassa netto da attività di investimento ^(a)	(3.152)	(3.328)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
511	Assunzione di debiti finanziari non correnti	771	643
6	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(308)	(542)
(1.346)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.100)	(463)
(829)		(637)	(362)
(1)	Apporti netti di capitale proprio da terzi	6	
2	Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	7	22
(118)	Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(8)	(5)
(155)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(23)
3	Cessione (acquisto) di azioni proprie		
(1.098)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(632)	(368)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(6)
	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(22)	(9)
(41)	Flusso di cassa netto del periodo	373	490
1.541	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.549	1.500
1.500	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.922	1.990

(a) 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)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
	Investimenti finanziari:		
5	- titoli	(3)	7
(26)	- crediti finanziari	(77)	(12)
(21)		(80)	(5)
	Disinvestimenti finanziari:		
1	- titoli		
2	- crediti finanziari	13	3
3		13	3
(18)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(67)	(2)

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.		
		2011	2012	Var. %
2.690	Exploration & Production	1.952	2.018	3,4
585	Gas & Power	279	271	(2,9)
359	Refining & Marketing	132	124	(6,1)
52	Chimica	39	29	(25,6)
285	Ingegneria & Costruzioni	345	315	(8,7)
(2)	Altre attività	2	5	150,0
48	Corporate e società finanziarie	40	23	(42,5)
(123)	Elisioni di consolidamento	86	86	
3.894		2.875	2.871	(0,1)

Nel primo trimestre 2012, gli investimenti tecnici di €2.871 milioni (€2.875 milioni nel primo trimestre 2011) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Kazakhstan, Angola, Congo e Italia, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Ghana, Stati Uniti, Nigeria e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€315 milioni) per l'upgrading della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€147 milioni) e di distribuzione del gas (€61 milioni), lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€31 milioni), nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€17 milioni);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€102 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 (€14 milioni).

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
184	Italia	164	160
573	Resto d'Europa	330	466
414	Africa Settentrionale	426	272
671	Africa Sub-Sahariana	488	573
233	Kazakhstan	217	164
150	Resto dell'Asia	112	104
260	America	153	273
205	Australia e Oceania	62	6
2.690		1.952	2.018

GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
72	Mercato	18	31
511	Business regolati Italia	260	239
330	- <i>Trasporto</i>	157	147
101	- <i>Distribuzione</i>	64	61
80	- <i>Stoccaggio</i>	39	31
2	Trasporto internazionale	1	1
585		279	271

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2011		I trim.	
		2011	2012
240	Raffinazione, supply e logistica	107	102
117	Marketing	20	14
2	Altre attività	5	8
359		132	124

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2011			I trim.	
			2011	2012
1.678	Produzione di idrocarburi ^(a) ^(b)	(migliaia di boe/giorno)	1.684	1.674
191	Italia		186	187
217	Resto d'Europa		224	205
497	Africa Settentrionale		505	566
381	Africa Sub-Sahariana		375	333
105	Kazakhstan		117	111
121	Resto dell'Asia		120	110
128	America		131	119
38	Australia e Oceania		26	43
143,7	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	145,7	148,4

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2011			I trim.	
			2011	2012
896	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	899	867
68	Italia		67	67
119	Resto d'Europa		123	112
231	Africa Settentrionale		239	258
289	Africa Sub-Sahariana		286	243
62	Kazakhstan		71	65
41	Resto dell'Asia		38	34
67	America		67	65
19	Australia e Oceania		8	23

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2011			I trim.	
			2011	2012
123	Produzione di gas naturale ^(a) ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	123	127
19	Italia		19	19
15	Resto d'Europa		16	15
42	Africa Settentrionale		41	48
14	Africa Sub-Sahariana		14	14
7	Kazakhstan		7	7
13	Resto dell'Asia		13	12
10	America		10	9
3	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 [9,8 e 9,1 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2012 e 2011, rispettivamente e 9,4 milioni di metri cubi/giorno del quarto trimestre 2011].

Chimica

IV trim. 2011			I trim.	
			2011	2012
	Vendite	(€ milioni)		
586	Intermedi		847	733
695	Polimeri		903	860
62	Altri ricavi		47	50
1.343			1.797	1.643
	Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
926	Intermedi		1.171	981
472	Polimeri		553	509
1.398			1.724	1.490

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2011			I trim.	
			2011	2012
	Ordini acquisiti			
1.795	Engineering & Construction Offshore		1.727	2.606
1.649	Engineering & Construction Onshore		933	275
135	Perforazioni mare		75	148
149	Perforazioni terra		173	87
3.728			2.908	3.116

(€ milioni)

	31 dic. 2011	31 mar. 2012
Portafoglio ordini	20.417	20.401