



Eni annuncia i risultati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2012

Roma, 15 febbraio 2013 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2012 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari ¹

- Continuing operations:
 - Utile operativo adjusted: €19,75 miliardi (+14,6%) nel 2012; €4,96 miliardi (+17%) nel trimestre;
 - Utile operativo adjusted escluso il contributo Snam*: +20,2% nel 2012; +29,7% nel trimestre;
 - Utile netto adjusted: €7,13 miliardi (+2,7%) nel 2012; €1,52 miliardi (-3,6%) nel trimestre;
 - Utile netto adjusted escluso il contributo Snam*: +7,6% nel 2012; +9,2% nel trimestre;
 - Cash flow: €12,42 miliardi nel 2012; €2,17 miliardi nel trimestre; leverage ² da 0,46 a 0,25;
- Utile netto: €7,79 miliardi nel 2012; €1,46 miliardi nel trimestre;
- Dividendo proposto: €1,08 per azione di cui €0,54 già distribuiti come acconto.

Highlight operativi

- Record di risorse scoperte nell'anno: 3,64 miliardi di boe;
- Record di riserve certe degli ultimi otto anni: 7,17 miliardi di barili con il riferimento Brent a \$111/barile. Tasso di rimpiazzo organico delle riserve 147%³;
- Produzione di idrocarburi reported: 1,701 milioni di boe/giorno in crescita del 7% nell'anno e del 3,6% nel trimestre³;
- Vendite di gas: -1,5% nell'anno a 95,32 miliardi di metri cubi, -1,5% nel trimestre;
- Accordo con Anadarko per lo sviluppo coordinato delle attività onshore comuni in Mozambico;
- Acquisite nell'anno licenze esplorative nelle aree emergenti di Liberia, Kenia, Vietnam, Cipro e offshore russo;
- Ulteriori progressi nel disinvestimento di Snam e Galp anche con l'emissione di prestiti obbligazionari convertibili;
- Avviata riorganizzazione delle attività downstream nel corso del 2012.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Il 2012 è stato un anno record per la nostra esplorazione con risorse scoperte pari a circa 6 volte la produzione annua grazie ai risultati eccezionali raggiunti in Mozambico e ai successi ottenuti nell'Africa Occidentale, nel Mare di Barents e in Indonesia. Abbiamo fatto progressi anche nei progetti di sviluppo, incrementando le nostre riserve e portandole sui migliori livelli di sempre. La nostra divisione Exploration & Production, grazie alla crescita della produzione, ha conseguito utili operativi eccellenti. In Gas & Power e Refining & Marketing abbiamo ottenuto significativi recuperi di efficienza che ci hanno permesso di assorbire buona parte degli effetti di uno scenario europeo ancora difficile. Eni, con una struttura patrimoniale rafforzata anche dalle dismissioni di Snam e Galp, conseguirà nell'upstream tassi di crescita al top dell'industria."

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

[2] Rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto. V. nota metodologica a pag. 36.

[3] Con esclusione dell'impatto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas. Per ulteriori informazioni v. pag. 9.

* Il contributo di Snam escluso è l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.

Highlight finanziari

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2011	2012	Var. %
4.236	4.361	4.957	17,0	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(b)		17.230	19.753	14,6
1.575	1.777	1.518	(3,6)	Utile netto adjusted - continuing operations		6.938	7.128	2,7
0,43	0,49	0,42	(2,3)	- per azione (€) ^(c)		1,92	1,97	2,6
1,16	1,23	1,09	(6,0)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		5,35	5,06	(5,4)
1.316	2.462	(1.964)	..	Utile netto - continuing operations		6.902	4.198	(39,2)
0,36	0,68	(0,54)	..	- per azione (€) ^(c)		1,90	1,16	(38,9)
0,97	1,70	(1,40)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		5,29	2,98	(43,7)
(27)	21	3.425	..	Utile netto - discontinued operations		(42)	3.590	..
1.289	2.483	1.461	13,3	Utile netto		6.860	7.788	13,5

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

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

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo adjusted

Nel quarto trimestre 2012 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted delle continuing operations di €4,96 miliardi con un aumento del 17% rispetto al quarto trimestre 2011 per effetto della solida performance della divisione Exploration & Production (+15,4%) trainata anche dalla ripresa della produzione in Libia. La divisione Refining & Marketing ha registrato una significativa riduzione della perdita operativa (+€259 milioni) grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione. La divisione Gas & Power ha riportato un utile operativo comparato alla perdita nel trimestre precedente (+€113 milioni di variazione) beneficiando delle rinegoziazioni di alcuni contratti di approvvigionamento, con effetti in parte di competenza dell'esercizio precedente, e della ripresa delle forniture libiche. Anche il settore Chimica ha contenuto le perdite. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del risultato dell'Ingegneria & Costruzioni (-18,7%) che è stato penalizzato dal calo della domanda di servizi e dai minori margini di alcune commesse.

Il risultato operativo di Gruppo è stato sostenuto nel complesso dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3,8%).

Nell'anno 2012 l'utile operativo adjusted delle continuing operations di €19,75 miliardi è aumentato del 14,6% rispetto al 2011 per effetto degli stessi driver del trimestre.

Utile netto adjusted

Nel quarto trimestre 2012 l'utile netto adjusted delle continuing operations è stato di €1,52 miliardi (-3,6%). Il miglioramento della performance operativa è stato compensato dai minori proventi delle società collegate e joint venture (-€243 milioni) e dall'incremento di circa 11 punti percentuali del tax rate determinato dal maggior contributo della divisione Exploration & Production, dalla svalutazione di imposte differite attive delle società italiane rilevate nei precedenti trimestri non classificate come special item (circa €230 milioni) e dal minor contributo dei proventi su partecipazione. Su base annua, l'utile netto adjusted delle continuing operations di €7,13 miliardi è aumentato del 2,7%.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici delle continuing operations di €3,89 miliardi nel quarto trimestre (€12,76 miliardi nell'anno) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi e i progetti di ricerca esplorativa per €3,14 miliardi nonchè l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem. Nell'anno sono stati sostenuti €0,57 miliardi di investimenti finanziari.

Struttura patrimoniale e Cash flow

La struttura patrimoniale di Eni si modifica in misura sostanziale rispetto al 2011 per effetto della cessione di una quota in Snam (circa il 30% ceduto a Cassa Depositi e Prestiti per €3,52 miliardi) con perdita del controllo e del conseguente deconsolidamento del debito finanziario di €12,45 miliardi di Snam. Il leverage ⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi azionisti – a fine esercizio è pari a 0,25. L'indebitamento finanziario netto ⁵ al 31 dicembre 2012 è pari a €15,45 miliardi con una diminuzione di €12,59 miliardi sul 2011 per effetto oltre che della transazione Snam, del flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations di €12,42 miliardi, del flusso delle altre operazioni di dismissione pari a €2,5 miliardi riferito principalmente alla cessione di quote in Galp (€0,96 miliardi) e asset marginali nel settore Exploration

(4) 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. 36.

(5) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 36.

& Production, e del flusso di cassa del capitale proprio relativo alla cessione di una quota minoritaria del 5% in Snam ante perdita del controllo (€0,61 miliardi). Questi flussi positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle esigenze di cassa per gli investimenti (€13,33 miliardi) e per il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3,84 miliardi) e alle minoranze (€0,54 miliardi).

Rispetto al 30 settembre 2012 l'indebitamento finanziario netto è diminuito di €4,17 miliardi per effetto della vendita della quota Snam, del flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations di €2,17 miliardi e della cessione di una tranche del pacchetto azionario Galp (€0,38 miliardi). Gli investimenti di periodo sono stati di €3,89 miliardi.

Dividendo 2012

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,08 per azione⁶ (€1,04 nel 2011) di cui €0,54 distribuiti nel settembre 2012 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,54 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2013 con stacco cedola il 20 maggio 2013.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		Esercizio		
						2011	2012	Var. %
1.678	1.718	1.747	n.m.	Produzione di idrocarburi^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	n.m.
				Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.692	7,0
1.678	1.709	1.738	3,6	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	845	882	4,4
896	891	912	1,8	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	127	9,5
123	129	130	5,7	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	96,76	95,32	(1,5)
25,47	19,48	25,08	(1,5)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	40,28	42,58	5,7
11,39	10,54	10,13	(11,1)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,37	10,87	(4,4)
2,80	3,05	2,55	(8,9)					

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 9.

Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2012 la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,747 milioni di boe/giorno (1,701 milioni di boe/giorno nel 2012), calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,43 barili (in precedenza 6,36 barili; per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag. 9). Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione ha registrato una crescita del 3,6% nel trimestre e del 7% su base annua. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/entrata a regime di giacimenti in particolare in Russia, e dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operato da altra Oil Major, dagli eventi di forza maggiore in Nigeria e dai declini produttivi.

Gas & Power

Le vendite di gas Eni nel quarto trimestre 2012 di 25,08 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'1,5% rispetto al quarto trimestre 2011. Al netto della perdita dei volumi di Galp per il venir meno del rapporto di collegamento, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. In uno scenario caratterizzato dalla contrazione della domanda europea e dall'intensificarsi della pressione competitiva, le vendite Eni in Italia (10,15 miliardi di metri cubi) hanno registrato un incremento del 9,1% per effetto dei maggiori volumi venduti al PSV/borsa (+0,62 miliardi di metri cubi) e al segmento grossista (+0,37 miliardi di metri cubi). Tali aumenti sono stati parzialmente compensati dai minori prelievi del settore termoelettrico (-0,20 miliardi di metri cubi) penalizzato dal calo della richiesta elettrica. Nel trimestre sono più che raddoppiati i ritiri degli importatori in Italia (+0,45 miliardi di metri cubi) a seguito della ripresa delle forniture libiche. Tali incrementi sono stati più che compensati dalla riduzione nei mercati europei (-1,56 miliardi di metri cubi) registrata principalmente nei mercati della Penisola Iberica (-0,67 miliardi di metri cubi) che sconta la citata mancata rilevazione delle vendite di Galp, UK/Nord Europa (-0,28 miliardi di metri cubi) e Turchia (-0,22 miliardi di metri cubi).

Su base annua, le vendite di gas (95,32 miliardi di metri cubi) hanno registrato un calo dell'1,5% rispetto all'anno precedente. In Italia la perdita di volumi della prima parte dell'anno è stata assorbita dalla crescita conseguita nel quarto trimestre. All'estero la flessione (-2,5%) è attribuibile alle minori vendite agli importatori in Italia (-15,7%) e al calo registrato nei principali mercati europei (Benelux e Penisola Iberica). In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,55 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone.

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

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2012 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo ha confermato la volatilità evidenziata nei precedenti trimestri (TRC Brent a 2,54 \$/barile in linea rispetto al periodo di confronto) rimanendo su livelli non remunerativi come conseguenza della perdurante debolezza della domanda a fronte di uno strutturale eccesso di capacità. L'elevato livello della quotazione del greggio ha sostenuto i prezzi delle utility.

Su base annua il margine di raffinazione, seppur in un quadro di estrema volatilità, è risultato complessivamente in ripresa rispetto al 2011 (TRC Brent a 4,83 \$/barile, +2,77 \$/barile), pur rimanendo su livelli non remunerativi, mentre il differenziale tra greggi leggeri e pesanti ha subito un forte restringimento.

Nel quarto trimestre 2012 le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Italia di 1,8 milioni di tonnellate (7,83 milioni di tonnellate su base annua) hanno registrato una flessione del 12,2% rispetto al periodo di confronto (-250 mila tonnellate; circa -530 mila tonnellate pari a -6,3% nell'anno) per effetto della contrazione dei consumi e della crescente pressione competitiva i cui effetti sono stati compensati dal contributo delle iniziative commerciali che hanno consentito di incrementare la quota di mercato media annua di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 (da 30,5% nel 2011 a 31,2% nel 2012).

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2012 hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3,8% nel trimestre; +7,7% nell'anno).

Sviluppi di business

Nel 2012 Eni ha posto le basi per una nuova fase di crescita della produzione oil&gas che nel medio-lungo termine consentirà tassi di incremento superiori a quelli dei competitor facendo leva sugli straordinari successi esplorativi dell'ultimo quadriennio, in particolare il 2012, sulla forte ripresa delle attività in Libia e sull'eccellente portafoglio di progetti. Nel settore Exploration & Production l'attività esplorativa dell'anno ha aggiunto 3,64 miliardi di boe di risorse, principalmente grazie all'enorme volume di gas scoperto in Mozambico con la campagna di appraisal di Mamba e con la scoperta del nuovo asset esplorativo di Coral. Altri importanti risultati sono stati ottenuti nelle aree core di Norvegia, Angola, Indonesia e Ghana, oltre che in Pakistan. Il portafoglio è stato consolidato attraverso l'acquisizione di nuovo acreage esplorativo in Kenia, Liberia, offshore russo, Vietnam, Ucraina, Pakistan e Cina. La produzione ha beneficiato del quasi completo riavvio di tutti i nostri impianti in Libia nonostante la complessa fase di transizione che sta vivendo il Paese dopo la caduta del regime. I settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Chimica maggiormente esposti all'andamento dell'economia europea sono stati penalizzati dalla contrazione della domanda e dalla pressione competitiva. Stiamo attuando le necessarie azioni per il recupero della redditività. Nel settore Gas & Power siamo impegnati nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento e in strategie di ottimizzazione dei margini e di contenimento del rischio take-or-pay. Nel Refining & Marketing abbiamo intensificato le azioni di efficienza e di difesa della quota di mercato. Nella Chimica stiamo ristrutturando i siti critici e abbiamo lanciato i progetti della chimica verde nell'ambito della strategia volta a incrementare il peso del business a maggiore valore aggiunto. In tutti e tre i settori abbiamo promosso iniziative di internazionalizzazione per cogliere le opportunità dei mercati in crescita.

Exploration & Production

Mozambico

La campagna esplorativa condotta nel 2012 nell'area operata 4 nel bacino offshore di Rovuma ha confermato la valenza mondiale della scoperta a gas del Mamba Complex. Sono stati perforati in totale 7 pozzi esplorativi e di appraisal conseguendo altrettanti successi. Di particolare rilevanza, oltre ai pozzi sul complesso di Mamba, la scoperta effettuata con i pozzi Coral 1 e Mamba Nord Est 1, che ha identificato nuovi complessi separati da Mamba, tutti contenuti in Area 4, con dimensioni anche esse "giant". Eni stima che il pieno potenziale delle scoperte effettuate a oggi nell'Area 4 raggiunga i 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place. Eni ha in programma la perforazione di almeno altri 2 pozzi per completare l'accertamento del potenziale dell'area.

Nel dicembre 2012 Eni ha firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4, operata da Eni, e l'Area 1, operata da Anadarko. Inoltre, le due compagnie hanno pianificato la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.

Repubblica di Cipro

Nel gennaio 2013 Eni ha firmato i contratti di Exploration and Production Sharing con la Repubblica di Cipro per le attività di esplorazione e produzione nei Blocchi 2, 3 e 9 situati nelle acque profonde del Bacino del Levantino, per una superficie complessiva di 12.530 chilometri quadrati, segnando l'ingresso nel Paese. Eni sarà operatore (80%) del consorzio che condurrà le attività.

Pakistan

Nel dicembre 2012 è stato firmato con le Autorità del Pakistan e la compagnia petrolifera di Stato OGDCL un accordo per l'acquisizione del 25% e dell'operatorship della licenza esplorativa Indus Block G, situata nell'offshore ultra profondo del bacino dell'Indo per un'estensione di circa 7.500 chilometri quadrati.

Libia

Sono state riavviate le attività esplorative onshore in Libia attraverso la perforazione del pozzo esplorativo A1-108/4 che raggiungerà una profondità totale di circa 4.420 metri. Si tratta del primo di una campagna esplorativa onshore che continuerà nel 2013 e che segna un altro passo importante per la ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.

Ghana

Nell'agosto 2012 Eni e la società Vitol hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Governo e con la Società di Stato del Ghana per lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve di gas scoperte nel blocco Offshore Cape Three Points, operato da Eni con una quota del 47,22%, situato nel Tano Basin.

Nell'ambito delle attività esplorative condotte nel blocco, è stata effettuata nel settembre 2012 la prima scoperta a olio con il pozzo Sankofa East-1X. Il primo pozzo di delineazione della scoperta Sankofa Est 2A perforato a inizio 2013 ha consentito di stimare il potenziale complessivo della scoperta in circa 450 milioni di barili di olio in place, con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili evidenziando continuità tra i due reservoir. Sono stati avviati gli studi per un rapido sviluppo commerciale della scoperta.

Liberia

Nell'agosto 2012 è stata acquisita la partecipazione del 25% in tre blocchi offshore operati da altra compagnia petrolifera internazionale. I blocchi si estendono per 9.560 chilometri quadrati a una profondità d'acqua massima di 3.000 metri. L'operazione segna l'ingresso di Eni nel Paese.

Kenya

Nel luglio 2012 sono stati assegnati a Eni dal governo del Kenya tre contratti di production sharing relativi ai blocchi esplorativi offshore L-23, L-21 e L-24 dell'estensione di oltre 35.000 chilometri, situati nel Bacino di Lamu.

Vietnam

Nel giugno e luglio 2012, è stata acquisita la quota del 50% con il ruolo di operatore in tre blocchi esplorativi offshore situati nei bacini di Song Hong e Phu Khanh dell'estensione complessiva di circa 21.000 chilometri quadrati. È programmata un'intensa campagna esplorativa che prevede la perforazione di quattro pozzi.

Nel gennaio 2013 Eni e la compagnia di stato vietnamita PetroVietnam hanno firmato un Memorandum of Understanding per lo sviluppo di opportunità di business in Vietnam e all'estero.

Karachaganak

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

Ucraina

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

Attività esplorativa

Oltre ai successi in Mozambico e alla scoperta a olio in Ghana l'attività esplorativa ha avuto esito positivo in:

- Norvegia, nella licenza PL532 (Eni 30%) nel Mare di Barents con l'importante scoperta a olio e gas del giacimento di Havis e con il successo della campagna di delineazione del giacimento di Skrugard. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza PL532 sono già stimate in almeno 500 milioni di barili al 100%;
- Egitto, nella concessione Meleiha (Eni 56%) con: (i) la scoperta a olio di Emry Deep 1X già avviata con successo alla produzione; (ii) la scoperta a olio di Rosa North 1X, con start-up nel corso del 2013. Il breve time-to-market per lo sviluppo di questi giacimenti rientra nella strategia di Eni volta a focalizzarsi sullo sviluppo rapido di asset a olio convenzionali e sinergici;
- Congo, con la scoperta a gas di Nene Marine 1 nel permesso offshore (Eni 65% operatore) Marine XII che saranno oggetto di campagne di delineazione nel corso del 2013;
- Indonesia, con la scoperta a gas di Katak Biru nel permesso Muara Bakau (Eni 55% operatore) situata a 30 km dalla scoperta di Jangkrik Nord Est;
- Angola (i) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con la scoperta a olio di Vandumbu 1 che verrà integrata nello schema di sviluppo del West Hub; (ii) nel Blocco 2 (Eni 20%), con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati;
- Stati Uniti, nel Blocco Green Canyon 903 (Eni 12,25%) nel Golfo del Messico con il successo della campagna di delineazione della scoperta a olio di Heidelberg, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili al 100%;
- Pakistan, con la scoperta a gas nella concessione esplorativa Badhra Area B (Eni 40% operatore). Il pozzo è già stato allacciato con successo alla produzione. La dimensione della scoperta, il cui accertamento richiederà ulteriori pozzi di delineazione, è stimata tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place;
- Nigeria, nell'Opl 282 (Eni 90%) con la scoperta a olio del pozzo Tinpa 1; nell'Opl 2009 (Eni 49%) con la scoperta a olio effettuata con i pozzi Afiando 1 e 2.

Avvii produttivi

In linea con i piani produttivi sono stati avviati i seguenti principali giacimenti:

- (i) Menzel Ledjmet Est (MLE), situato nel Blocco 405b (Eni 75%) in Algeria. Lo start-up è stato conseguito attraverso la realizzazione di un impianto di trattamento di gas per la produzione giornaliera e la vendita di 9 milioni di metri cubi di gas, di 15.000 barili di olio e condensato e di 12.000 barili di GPL;
- (ii) Seth, situato nella concessione Ras El Barr (Eni 50%), in Egitto. Si stima che il giacimento produrrà circa 4,8 milioni di metri cubi di gas/giorno, dei quali 1,7 milioni (circa 11.000 barili di olio equivalente al giorno) in quota Eni;
- (iii) Kizomba satelliti-fase 1 (Eni 20%), in Angola. Il picco produttivo di 72 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2013;
- (iv) OML119 Phase 2A, in Nigeria, con la perforazione di due pozzi produttivi sottomarini collegati alla FPSO presente nell'area. Il picco produttivo è stimato in 15 mila barili/giorno;
- (v) Samburgskoye (Eni 29,4%) in Siberia, attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento e con un livello produttivo stimato in 98 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni). Il picco produttivo stimato in 146 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) è previsto nel 2016.

Gas & Power

Eni ha firmato un accordo trilaterale con la coreana Korea Gas Corporation e la giapponese Chubu Electric Power Company per la vendita di 28 carichi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), corrispondenti a 1,7 milioni di tonnellate di GNL, nel periodo 2013-2017.

Refining & Marketing

In ottobre 2012 è stato varato il progetto Green Refinery per la conversione del sito di Venezia in "bio-raffineria" destinata alla produzione di bio-carburanti. Il progetto prevede un investimento di circa €100 milioni e farà leva sulla tecnologia proprietaria Ecofining. La produzione di biocarburanti è prevista in avvio a inizio 2014 una volta completata la conversione degli impianti esistenti e crescerà progressivamente a seguito dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti che saranno completati nel primo semestre del 2015.

Chimica

Nell'ottobre 2012 Versalis, la controllata Eni attiva nella chimica e leader nella produzione di elastomeri, ha definito due joint venture con importanti operatori della Corea del Sud e Malesia per la realizzazione di impianti per la produzione di elastomeri con tecnologia e know-how Versalis. Tali iniziative si inquadrano nella strategia di espansione internazionale nei mercati asiatici che presentano importanti prospettive di crescita nei segmenti di mercato dove Versalis vanta posizioni di leadership (elastomeri).

Nel gennaio 2013 Versalis ha firmato una partnership strategica con Yulex per la produzione di bio gomma per applicazioni di largo consumo, medicali e industriali e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nell'Europa del Sud. La partnership farà leva sulle competenze agronomiche di Yulex e sulle tecnologie di estrazione della bio gomma per ampliare il portafoglio di prodotti green di Versalis.

Cessione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. La cessione ha dato attuazione alla Legge italiana 27/2012 sulle Liberalizzazioni che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni e, attraverso gli atti esecutivi, disposto l'uscita completa di Eni dal capitale di Snam. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €2,02 miliardi. Il corrispettivo totale di €3,517 miliardi è stato incassato per il 75% entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni sarà incassato entro febbraio 2013. Il deconsolidamento di Snam, che aveva già rimborsato quasi per intero i finanziamenti intercompany prima della transazione, a partire dal quarto trimestre 2012 ha comportato la riduzione dei debiti finanziari pari a €12,45 miliardi.

Considerata la vendita di un pacchetto di azioni Snam del 5% eseguita il 18 luglio 2012 con investitori istituzionali, la partecipazione residua in Snam successiva alla "transaction date" con CDP è pari al 20,2% del capitale sociale dell'entità. Tale partecipazione è classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.451 milioni al prezzo corrente di €3,5 per azione e i successivi adeguamenti di fair value a patrimonio netto con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Lo smobilizzo della partecipazione è proseguito nel gennaio 2013 attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam ad un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Gli effetti sono stati trascurabili.

Cessione di Galp

Il disinvestimento della partecipazione in Galp Energia SGPS SA ("Galp") è stato avviato il 29 marzo 2012 a seguito della modifica degli accordi parasociali tra Eni e gli altri azionisti di riferimento, Amorim Energia BV e Caixa Geral de Depositos SA, in forza dei quali il 20 luglio 2012 Eni ha ceduto ad Amorim Energia il 5% del capitale sociale Galp uscendo dal patto parasociale. La transazione ha riguardato 41,5 milioni di azioni al prezzo unitario di €14,25 per il corrispettivo totale di €582 milioni e una plusvalenza di conto economico di €288 milioni nel terzo trimestre 2012. A seguito di tale transazione la partecipazione residua di Eni del 28,34% assume natura finanziaria quale titolo disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €865 milioni al prezzo corrente di €10,78 per azione sempre nel terzo trimestre; nel terzo trimestre i successivi adeguamenti dell'intero pacchetto azionario sono stati rilevati nel patrimonio netto non tenendo conto della prevista emissione di bond convertibili su parte delle azioni Galp. Nel quarto trimestre a seguito dell'emissione del prestito obbligazionario convertibile su parte delle azioni Galp, di seguito descritto, si è optato per l'esercizio della fair value option sulle azioni Galp al servizio della conversione. Conseguentemente, per le azioni Galp al servizio della conversione, gli effetti rilevati nel patrimonio netto nel terzo trimestre sono stati riclassificati a conto economico e aggiornati al 31 dicembre. In base agli accordi con i soci del patto, Eni ha facoltà di cedere in via autonoma sul mercato fino al 18% di tale partecipazione (elevabile al 20% in caso di emissione di bond convertibili).

Il 27 novembre 2012, Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa 33,2 milioni di azioni di Galp, corrispondenti al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo pari a circa €381 milioni e una plusvalenza di conto economico di €23 milioni. Contestualmente Eni ha emesso un prestito obbligazionario dell'importo di circa €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione implica un premio del 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante dei bond convertibili in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. La variazione del fair value di tale pacchetto azionario è imputata a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del collegamento) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €11,76 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €65 milioni parzialmente compensato dalla variazione del fair value dell'opzione implicita nel bond pari a €26 milioni.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2013-2016 saranno l'oggetto della strategy presentation programmata per il 14 marzo p.v.

L'outlook 2013 è caratterizzato dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica mondiale in particolare nell'eurozona, e che frenano le decisioni d'investimento e di spesa d'impres e famiglie. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici in un quadro di migliore bilanciamento tra domanda e offerta mondiale. Per le finalità di valutazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 90 \$/barile. Il management prevede il perdurare di condizioni negative nei settori europei del gas, della raffinazione e marketing di carburanti e della chimica. La domanda di commodity energetiche è vista debole a causa della stagnazione economica; i margini unitari sono esposti alla pressione competitiva e al rischio di nuovi rincari del costo della materia prima petrolifera in un quadro di estrema volatilità. In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Chimica dipenderà in modo importante dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di ottimizzazione.

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 2012 (1,701 milioni di boe/giorno il consuntivo 2012). I principali driver saranno gli avvii d'importanti progetti principalmente Kashagan in Kazakhstan, Angola LNG e gli asset gas in Algeria, ai quali si aggiungerà l'entrata a regime dei campi avviati nel 2012, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2012 escludendo l'impatto dell'uscita da Galp (94,19 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012 al netto delle vendite Galp; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In uno scenario di perdurante debolezza della domanda e forte competizione, il management intende mantenere la quota di mercato facendo leva sul miglioramento dei costi di approvvigionamento e logistica e azioni commerciali di qualità nel servizio, pricing mirato e crescita nei segmenti più remunerativi. Proseguirà l'espansione internazionale nel GNL verso i mercati a premio del Far East;
- **lavorazioni in conto proprio:** in uno scenario di consumi stagnanti, sono previste sostanzialmente in linea con i volumi lavorati nel 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) con il riavvio della piena operatività della raffineria di Gela a partire da giugno 2013 e l'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione spinta con tecnologia EST presso la raffineria di Sannazzaro a fronte della fermata della raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in linea rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) al netto dell'effetto della campagna commerciale "riparti con Eni" dell'estate 2012. La leggera riduzione prevista in Italia a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali è compensata dall'incremento atteso delle vendite nel resto d'Europa. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su iniziative commerciali di fidelizzazione e ritenzione dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio, l'ampliamento dell'offerta oil e non oil;
- **Ingegneria & Costruzioni:** è previsto un significativo ridimensionamento delle prospettive reddituali a causa della conclusione di progetti a elevata redditività, del rallentamento nell'acquisizione degli ordini e dell'avvio di commesse a minori margini nei business Engineering & Construction Onshore e Offshore.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti in linea rispetto al 2012 (€12,76 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,57 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2012 esclusi gli investimenti di Snam). I principali temi del 2013 riguarderanno lo sviluppo delle riserve di idrocarburi in Africa Occidentale, Africa Settentrionale, Norvegia, Iraq e Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Occidentale, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative negli altri settori di ottimizzazione e crescita selettiva con l'avvio dei lavori Green Refinery presso Venezia e i progetti elastomeri e bio-plastiche nella chimica. Il leverage a fine 2013, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 90\$/barile, è previsto assestarsi sostanzialmente sugli stessi livelli di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practice di mercato illustra i risultati consolidati del quarto trimestre e dell'anno 2012, non sottoposti a revisione contabile.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2012 e al quarto trimestre 2011, e agli esercizi 2012 e 2011. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 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 dicembre 2012 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2011, per la cui descrizione si fa rinvio.

Nel quarto trimestre 2012 Snam e le sue controllate sono state deconsolidate dai conti del Gruppo Eni per effetto della transazione con la Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") avvenuta il 15 ottobre. CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole su quest'ultima ed è sottoposta a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 come modificato dalla Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 e della Procedura adottata dalla Società, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento. Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com. La cessione ha dato attuazione alla Legge italiana 27/2012 sulle Liberalizzazioni che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni e, attraverso gli atti esecutivi, disposto l'uscita completa di Eni dal capitale di Snam.

A partire dalla data di annuncio dell'operazione al mercato nel secondo trimestre 2012 (con restatement del primo trimestre), i Business regolati Italia nel settore gas gestiti da Snam in quanto segmento di attività rilevante per Eni sono stati rappresentati nei risultati di Gruppo fino alla perdita del controllo come "discontinued operations" in conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5. In base alle disposizioni del principio citato le attività/passività, il risultato netto e il flusso di cassa netto da attività operativa relativi al settore dei Business regolati Italia costituito da Snam SpA e dalle sue controllate comprese le plusvalenze da cessione e rivalutazione sono rappresentati distintamente dalle "continuing operations" del bilancio consolidato Eni. In relazione a ciò trattandosi di società consolidate, i risultati economici della discontinued operation sono quelli derivanti dalle operazioni con controparti terze rispetto al Gruppo e pertanto tengono conto del processo di elisione delle transazioni intercompany. Tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti. I periodi contabili di confronto sono stati oggetto di restatement per omogeneità.

A partire dal 1° luglio 2012, nell'ambito di un processo di verifica su base regolare, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di $1\text{mc} = 0,00643$ barili di petrolio (in precedenza $1\text{mc} = 0,00636$ barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del quarto trimestre 2012 è stato di 9 mila boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

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

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.

Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura

una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

* * *

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 quarto trimestre e del preconsuntivo 2012 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati ⁷ del quarto trimestre e dell'esercizio 2012

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
29.648	31.494	32.574	9,9	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	107.690	127.271	18,2
3.375	4.072	1.637	(51,5)	Utile operativo - continuing operations	16.803	15.026	(10,6)
(136)	(491)	560		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.113)	(17)	
997	780	2.760		Esclusione special item	1.540	4.744	
				<i>di cui:</i>			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	69		
				- altri special item	1.471	4.744	
4.236	4.361	4.957	17,0	Utile operativo adjusted - continuing operations	17.230	19.753	14,6
				Dettaglio per settore di attività			
4.213	4.331	4.862	15,4	Exploration & Production	16.075	18.518	15,2
(72)	(304)	41	..	Gas & Power	(247)	354	..
(268)	51	(9)	96,6	Refining & Marketing	(539)	(328)	39,1
(151)	(173)	(117)	22,5	Chimica	(273)	(485)	(77,7)
390	386	317	(18,7)	Ingegneria & Costruzioni	1.443	1.465	1,5
(69)	(41)	(80)	15,9	Altre attività	(226)	(224)	0,9
(19)	(65)	(83)	..	Corporate e società finanziarie	(266)	(329)	(23,7)
212	176	26		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	1.263	782	
(373)	(126)	(190)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(1.059)	(1.105)	
325	364	82		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	1.179	915	
(2.362)	(2.482)	(3.266)		Imposte sul reddito ^(b)	(9.437)	(11.692)	
56,4	54,0	67,4		Tax rate (%)	54,4	59,8	
1.826	2.117	1.583	(13,3)	Utile netto adjusted - continuing operations	7.913	7.871	(0,5)
1.316	2.462	(1.964)	..	Utile netto di competenza azionisti			
(70)	(293)	340		Eni - continuing operations	6.902	4.198	(39,2)
329	(392)	3.142		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(724)	(23)	
				Esclusione special item	760	2.953	
				<i>di cui:</i>			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	69		
				- altri special item	691	2.953	
1.575	1.777	1.518	(3,6)	Utile netto adjusted di competenza azionisti	6.938	7.128	2,7
				Eni - continuing operations			
(35)	45	..		Utile netto adjusted di competenza azionisti			
1.540	1.822	1.518	(1,4)	Eni - discontinued operations	31	195	..
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	6.969	7.323	5,1
				Utile netto di competenza azionisti			
				Eni - continuing operations			
0,36	0,68	(0,54)	..	per azione (€)	1,90	1,16	(38,9)
0,97	1,70	(1,40)	..	per ADR (\$)	5,29	2,98	(43,7)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti			
				Eni - continuing operations			
0,43	0,49	0,42	(2,3)	per azione (€)	1,92	1,97	2,6
1,16	1,23	1,09	(6,0)	per ADR (\$)	5,35	5,06	(5,4)
3.622,7	3.622,8	3.622,8		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,6	3.622,8	
2.811	1.909	2.169	(22,8)	Flusso di cassa netto da attività			
				operativa - continuing operations	13.763	12.418	(9,8)
366	(67)	..		Flusso di cassa netto da attività			
3.177	1.842	2.169	(31,7)	operativa - discontinued operations	619	15	(97,6)
				Flusso di cassa netto da attività operativa	14.382	12.433	(13,6)
3.383	3.224	3.890	15,0	Investimenti tecnici - continuing operations	11.909	12.761	7,2

(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).

(7) Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag. 27.

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
109,31	109,61	110,02	0,6	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,27	111,58	0,3
1,348	1,250	1,297	(3,8)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,392	1,285	(7,7)
81,09	87,69	84,83	4,6	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,94	86,83	8,6
2,52	7,96	2,54	0,8	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,06	4,83	..
3,13	7,35	2,83	(9,6)	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	2,90	4,94	70,3
1,87	6,37	1,96	4,8	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,48	3,76	..
8,92	9,00	10,49	17,6	Prezzo gas NBP ^(d)	9,03	9,48	5,0
1,5	0,4	0,2	(86,7)	Euribor - a tre mesi (%)	1,4	0,6	(57,1)
0,5	0,4	0,3	(40,0)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,4	33,3

(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 quarto trimestre 2012 Eni ha registrato nelle continuing operations la **perdita netta di competenza dei propri azionisti** di €1.964 milioni (rispetto ad un utile di €1.316 milioni nel quarto trimestre 2011) a causa della rilevazione di €2.856 milioni di svalutazioni su immobilizzazioni materiali e immateriali (€725 milioni nel quarto trimestre 2011) principalmente nei business Mercato gas e raffinazione le cui prospettive reddituali sono penalizzate dalla contrazione del ciclo economico europeo. A queste si aggiunge la svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Inoltre, rileva la circostanza che nel 2011 erano state realizzate importanti plusvalenze sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni). Tali fattori negativi sono stati attenuati dalla crescita dell'utile operativo della divisione Exploration & Production (+€378 milioni).

Il Gruppo nel suo complesso ha registrato invece nel quarto trimestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €1.461 milioni (+€172 milioni rispetto al quarto trimestre 2011, pari al 13,3%) che riflette la plusvalenza sulla cessione del 30% di Snam a Cassa Depositi e Prestiti per €2.019 milioni e la rivalutazione ai valori di mercato della partecipazione residua per €1.451 milioni (complessivamente €3.425 milioni al netto del relativo effetto fiscale), entrambe rappresentate nell'ambito delle discontinued operations ⁸.

Nell'esercizio 2012, l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €4.198 milioni è diminuito di €2.704 milioni (-39,2%) rispetto all'anno 2011. Tale flessione risente dell'impatto dei driver descritti nel commento del trimestre ai quali si aggiungono: in positivo, le plusvalenze da rivalutazione e cessione relative alla Galp, compreso il provento della transazione Galp-Petrogal rilevato nel primo trimestre, per l'ammontare complessivo di €2,08 miliardi; in negativo: (i) i minori proventi su partecipazioni; (ii) i maggiori oneri finanziari e su cambi netti (-€161 milioni) dovuti principalmente a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto riduzione dei tassi; e (iii) la maggiore incidenza fiscale determinata dalla svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana e dall'effetto di sostituzione dei minori proventi su partecipazioni già citati e il maggior utile operativo della divisione Exploration & Production soggetto ad aliquote particolarmente elevate.

Nell'anno 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** che include il contributo delle discontinued operations è stato di €7.788 milioni (+13,5% rispetto al 2011).

Nel quarto trimestre 2012, l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** è stato di €4.957 milioni, +17% rispetto al quarto trimestre 2011 (€19.753 milioni su base annua, +14,6%). L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** di €1.518 milioni, in peggioramento di €57 milioni rispetto al quarto trimestre 2011 (€7.128 milioni su base annua, +2,7%), è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €340 milioni nel trimestre (un utile di €23 milioni nell'anno) e gli special item costituiti da oneri netti di €3.142 milioni nel trimestre; oneri netti di €2.953 milioni nel periodo progressivo entrambi assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi come in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (-€115 milioni nel trimestre e -€79 milioni nel progressivo). Non è compresa fra gli special item

(8) In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, le plusvalenze realizzate sulla cessione delle attività precedentemente rappresentate come "discontinued operations" sono rilevate nella segment information relativa alle stesse "discontinued operations".

e quindi influenza l'utile netto adjusted la quota della svalutazione delle differite attive delle società italiane che sono state rilevate nei precedenti trimestri (circa €230 milioni).

Gli **oneri special** dell'utile operativo (€2.760 milioni nel trimestre, €4.744 milioni nell'esercizio) si riferiscono in massima parte a svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni e immobilizzazioni materiali per €2.856 milioni nel trimestre (€4.029 milioni nell'esercizio) rilevate principalmente nel Mercato gas e nel Refining a causa della perdurante debolezza del quadro congiunturale europeo, volatilità dei prezzi/margini delle commodity e pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica. Inoltre, sono stati rilevati: (i) costi ed accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni nell'anno (trascurabili nel trimestre) relativi principalmente a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata, considerati special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi ed a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra; (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un onere di €79 milioni e di €115 milioni rispettivamente nei due reporting period); (iii) l'accantonamento per incentivazione all'esodo del personale (€64 milioni nell'anno) e oneri ambientali (€63 milioni nell'anno).

I proventi special hanno riguardato la plusvalenza sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement (€343 milioni) e le plusvalenze Galp sulla cessione del 9% (€311 milioni) in due distinte transazioni (il 5% a luglio con il socio Amorim BV e il 4% a novembre sul mercato), sulla rivalutazione (€865 milioni) e sul provento del primo trimestre (€835 milioni) dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita. Gli special item relativi alle imposte sul reddito comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, la svalutazione delle imposte differite attive delle società italiane nei limiti dell'ammontare relativo ai saldi iniziali pari a circa €800 milioni della svalutazione complessiva di €1.030 milioni. Si evidenzia che le plusvalenze sulla transazione Snam sono parte del risultato delle discontinued operations.

Risultati per settore

Nel quarto trimestre 2012, l'utile netto adjusted è diminuito del 3,6% poiché la migliore performance dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing è stata compensata dalla performance negativa degli altri settori, dai minori proventi su partecipazioni e dall'incremento del tax rate determinato dalla maggiore incidenza della divisione Exploration & Production e dalla svalutazione di imposte differite attive delle società italiane rilevate nei trimestri precedenti che, benchè non ripetitiva, non sono state classificate come special item (circa €230 milioni).

Il confronto su base annua evidenzia un incremento (+2,7%) che riflette il miglioramento dei settori Exploration & Production e downstream, parzialmente compensato dai minori proventi su partecipazione, dalla maggiore incidenza fiscale della divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote fiscali più elevate e dalla svalutazione d'imposte differite attive delle società italiane non classificate come special item.

Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2012 il settore Exploration & Production ha registrato un incremento dell'utile operativo adjusted del 15,4% a €4.862 milioni (+15,2% rispetto al 2011) trainato dalla ripresa della produzione in Libia e dall'effetto positivo dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3,8% e +7,7% nei due reporting period). Questi incrementi sono stati attenuati dai maggiori costi esplorativi dovuti alla crescita dell'attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo per l'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti. L'utile netto adjusted di €1.793 milioni nel quarto trimestre 2012 e di €7.425 milioni nell'esercizio è aumentato rispettivamente del 5,3% e dell'8,2% rispetto ai periodi di confronto.

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2012 il settore Refining & Marketing ha registrato una perdita operativa adjusted pari a €9 milioni con una significativa riduzione (-€259 milioni) rispetto al quarto trimestre 2011 dovuta alle azioni di efficienza e ottimizzazione, alla ripresa dell'incentivo di conversione e alla buona performance del Marketing, che hanno compensato l'effetto negativo derivante dal forte calo della domanda di prodotti petroliferi. L'utile netto adjusted di €23 milioni (+€151 milioni, da una perdita di €128 milioni nel quarto trimestre 2011) beneficia del miglioramento operativo. Su base annua la perdita operativa adjusted pari a €328 milioni è diminuita di €211 milioni, beneficiando del miglioramento complessivo dei margini di raffinazione. La perdita netta adjusted si è ridotta di €85 milioni (da €264 milioni a €179 milioni nel 2012).

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2012 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €41 milioni che rappresenta un miglioramento di €113 milioni rispetto alla perdita di €72 milioni del quarto trimestre 2011. Tale risultato riflette il miglioramento dell'utile operativo dell'attività Mercato (+€113 milioni) che ha beneficiato delle rinegoziazioni di alcuni contratti di approv-

vigionamento e della ripresa delle forniture libiche che hanno consentito di assorbire il calo dei prezzi di vendita dovuto alla contrazione della domanda gas ed elettrica e alla pressione competitiva. Il risultato del Trasporto internazionale (€75 milioni) è in linea rispetto al trimestre 2011. La perdita netta adjusted del settore è stata pari a €86 milioni nel trimestre, con un peggioramento di €162 milioni rispetto al quarto trimestre 2011, per effetto dei minori proventi delle società valutate ad equity a causa della difficile congiuntura europea, nonché ai minori proventi della Galp per effetto della perdita del collegamento. Nel 2012 il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €354 milioni, con un incremento di €601 milioni rispetto al 2011 che riflette il miglioramento di €702 milioni dell'attività Mercato a seguito del beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, e della ripresa delle forniture libiche che hanno più che compensato l'impatto negativo connesso al deterioramento del mercato e agli effetti negativi di alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali. In calo di €101 milioni i risultati del Trasporto Internazionale rispetto al 2011 per effetto della cessione di attività realizzate nel 2011.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una leggera flessione della performance operativa su base adjusted del 18,7% nel quarto trimestre 2012 a €317 milioni (+1,5% l'utile operativo adjusted nell'anno a €1.465 milioni) registrata principalmente nel segmento Engineering & Construction a seguito del rallentamento e della minore marginalità delle attività per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica in atto. L'utile netto adjusted di €254 milioni si riduce dell'8,3% rispetto al quarto trimestre 2011 (€1.109 milioni, +1% su base annua).

Chimica

Nel quarto trimestre 2012 il settore ha registrato una perdita operativa adjusted in miglioramento di €34 milioni rispetto al corrispondente trimestre 2011 a -€117 milioni per effetto della riduzione del prezzo della carica petrolifera che si è riflesso positivamente sul margine benchmark sul cracker. Nell'esercizio 2012 l'incremento della perdita operativa di €212 milioni rispetto al 2011, riflette il debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e il crollo dei margini unitari registrato in particolare nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo. La perdita netta adjusted del quarto trimestre (-€128 milioni) peggiora di €7 milioni rispetto al trimestre 2011. Nel 2012 la perdita di €395 milioni è quasi raddoppiata rispetto al 2011 (-€189 milioni).

Stato patrimoniale riclassificato ⁹

(€ milioni)

	31 dic. 2011	30 sett. 2012	31 dic. 2012	Var. ass.vs. 31 dic. 2011	Var. ass.vs. 30 sett. 2012
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	73.578	63.865	63.466	(10.112)	(399)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.504	2.538	105	34
Attività immateriali	10.950	6.102	4.487	(6.463)	(1.615)
Partecipazioni	6.242	7.926	9.350	3.108	1.424
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.528	1.457	(283)	(71)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.576)	(697)	(1.142)	434	(445)
	93.367	81.228	80.156	(13.211)	(1.072)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	7.575	9.435	8.478	903	(957)
Crediti commerciali	17.709	17.305	19.961	2.252	2.656
Debiti commerciali	(13.436)	(13.145)	(15.064)	(1.628)	(1.919)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(3.893)	(3.317)	186	576
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(13.660)	(13.603)	(868)	57
Altre attività (passività) d'esercizio	281	2.121	2.374	2.093	253
	(4.109)	(1.837)	(1.171)	2.938	666
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.039)	(988)	(982)	57	6
Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	206	5.455	155	(51)	(5.300)
CAPITALE INVESTITO NETTO	88.425	83.858	78.158	(10.267)	(5.700)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.472	58.828	59.199	3.727	371
Interessenze di terzi	4.921	5.413	3.514	(1.407)	(1.899)
Patrimonio netto	60.393	64.241	62.713	2.320	(1.528)
Indebitamento finanziario netto	28.032	19.617	15.445	(12.587)	(4.172)
COPERTURE	88.425	83.858	78.158	(10.267)	(5.700)
Leverage	0,46	0,31	0,25	(0,21)	(0,06)

Il **capitale immobilizzato** (€80.156 milioni) è diminuito di €13.211 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto del deconsolidamento degli asset di Snam e delle sue controllate a seguito della perdita di controllo nell'ambito della transazione con Cassa Depositi e Prestiti. Gli investimenti di periodo realizzati dalle continuing operations di €12.761 milioni sono stati assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni di €13.561 milioni.

Di significativa importanza la variazione della voce partecipazioni (+€3.108 milioni) che accoglie le azioni di Snam e Galp che residuano dopo la cessione rispettivamente del controllo e del collegamento e che sono classificate tra i titoli disponibili per la vendita con valore di iscrizione iniziale pari ai prezzi correnti di borsa alle rispettive transaction date ed adeguamento ai prezzi di borsa a fine esercizio al netto di eventuali cessioni. Il pacchetto azionario residuo in Snam pari al 20,2% del capitale votante è iscritto al valore finale di €2.408 milioni, sostanzialmente invariato rispetto alla rilevazione iniziale. Le azioni Galp residue a fine periodo pari al 24,34% del capitale sociale dell'entità sono iscritte al valore di €2.374 milioni che tiene conto della rivalutazione del patrimonio netto di Galp per l'operazione Petrogal di €835 milioni, dell'adeguamento al prezzo di borsa alla perdita di collegamento pari a €865 milioni e del successivo adeguamento al prezzo di borsa di fine periodo pari a €198 milioni, al netto delle quote cedute per €652 milioni (il 5% al socio Amorim BV e il 4% nell'ambito di un collocamento con investitori istituzionali). I debiti netti per attività di investimento/disinvestimento sono diminuiti per effetto della rilevazione del credito relativo alla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas il cui valore residuo a fine periodo ammonta a €212 milioni a seguito del rimborso delle rate dovute in base al piano definito nell'accordo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€1.171 milioni) è aumentato di €2.938 milioni per effetto dell'incremento della voce "Altre attività d'esercizio" a causa: (i) del deconsolidamento di Snam; (ii) del pagamento del debito verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 e di parte dei debiti maturati nel 2012 (circa €500 milioni) relativi all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto.

Gli altri incrementi hanno riguardato: (i) le rimanenze (+€903 milioni) per effetto sul valore di libro delle scorte di petrolio e prodotti della valutazione al costo medio ponderato; (ii) il saldo crediti e debiti commerciali per €624 milioni. Tali fenomeni sono stati compensati dai maggiori accantonamenti a fondo rischi (€868 milioni) relativi agli accantonamenti a fronte della revisione prezzi dei contratti gas e altre revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto.

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

Il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi (€62.713 milioni) è aumentato di €2.320 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€8.047 milioni) dato principalmente dall'utile di conto economico di €8.673 milioni, dal provento da rivalutazione delle partecipazioni Galp e Snam al prezzo di borsa a fine periodo (+€133 milioni e +€8 milioni, rispettivamente) rilevate tra le componenti dell'utile complessivo poiché classificate come attività finanziarie disponibili per la vendita, con esclusione delle quote di tali partecipazioni a servizio dei prestiti convertibili emessi per le quali il management ha attivato la rilevazione a conto economico in applicazione della fair value option prevista dai principi contabili di riferimento. Le differenze cambio relative alla conversione dei patrimoni netti in valuta sono state negative per €713 milioni. Il total equity è aumentato per effetto della cessione di una quota di minoranza di Snam pari al 5% prima della perdita del controllo comportando un aumento del patrimonio di competenza Eni pari alla differenza tra il prezzo incassato e il valore di iscrizione nel bilancio consolidato Eni (€371 milioni). Tali variazioni in aumento sono state parzialmente compensate dalla riduzione per distribuzione dividendi da parte Eni e delle controllate quotate (per complessivi €4.526 milioni) e dell'effetto del deconsolidamento di Snam sulle interessenze di terzi (€1.602 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato ¹⁰

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio		
				2011	2012	Var. ass.
1.567	2.802	(1.899)	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941	(2.936)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
2.963	1.562	5.274	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	8.606	11.353	2.747
(1.089)	(369)	(139)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.176)	(878)	298
2.667	2.305	3.349	- dividendi, interessi e imposte	9.918	11.923	2.005
81	(1.708)	(1.377)	Variazione del capitale di esercizio	(1.696)	(3.378)	(1.682)
(3.378)	(2.683)	(3.039)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.766)	(11.543)	(1.777)
2.811	1.909	2.169	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.763	12.418	(1.345)
366	(67)		Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	619	15	(604)
3.177	1.842	2.169	Flusso di cassa netto da attività operativa	14.382	12.433	(1.949)
(3.383)	(3.224)	(3.890)	Investimenti tecnici - continuing operations	(11.909)	(12.761)	(852)
(511)	(263)		Investimenti tecnici - discontinued operations	(1.529)	(756)	773
(3.894)	(3.487)	(3.890)	Investimenti tecnici	(13.438)	(13.517)	(79)
(140)	(207)	(56)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(360)	(569)	(209)
1.578	902	4.342	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.912	6.018	4.106
340	(20)	458	Altre variazioni relative all'attività di investimento	627	(136)	(763)
1.061	(970)	3.023	Free cash flow	3.123	4.229	1.106
(18)	299	(46)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	41	(83)	(124)
(829)	3.273	(903)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.104	5.947	4.843
(269)	(1.364)	(102)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.327)	(3.746)	581
14	(11)	(8)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	10	(16)	(26)
(41)	1.227	1.964	FLUSSO DI CASSA NETTO	(49)	6.331	6.380

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio		
				2011	2012	Var. ass.
1.061	(970)	3.023	Free cash flow	3.123	4.229	1.106
			Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
(192)		12.449	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(192)	12.446	12.638
	9.904	(11.416)	Riclassifica dei debiti finanziari di Snam ad attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			
(359)	(278)	218	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(517)	(340)	177
(269)	(1.364)	(102)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.327)	(3.746)	581
241	7.292	4.172	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.913)	12.587	14.500

[10] 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.

Il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations** è stato di €12.418 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €6.018 milioni hanno sostanzialmente coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.761 milioni) e finanziari (€569 milioni), relativi all'acquisizione di Nuon in Belgio e investimenti tramite joint venture, e al pagamento dei dividendi di €4.379 milioni (di cui €1.956 milioni relativi all'acconto dividendo 2012 e €1.884 milioni al saldo dividendo 2011 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam e Saipem). Gli incassi da dismissione hanno riguardato la cessione della quota del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti (€3.517 milioni), due tranches della partecipazione Galp (complessivi €963 milioni di cui il 5% al socio Amorim BV e il 4% tramite collocamento con investitori istituzionali), l'interessenza del 10% nel giacimento di Karachaganak (circa €500 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production (€695 milioni). L'incasso relativo alla cessione di una quota di minoranza del 5% del capitale sociale di Snam prima della perdita del controllo (€612 milioni) è stato rilevato a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio. La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €12.587 milioni rispetto a fine 2011 tiene conto del deconsolidamento del debito di Snam di €12.448 milioni, la quale si è rifinanziata con il sistema creditizio procedendo a rimborsare i finanziamenti intercompany.

Altre informazioni

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha preso altresì atto del preconsuntivo 2012 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €9.078 milioni (€4.212 milioni nel 2011). L'incremento di €4.866 milioni è dovuto ai maggiori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi alle plusvalenze realizzate sulle cessioni di alcune partecipazioni e ai maggiori dividendi percepiti, parzialmente compensati dalla flessione del risultato operativo dovuto essenzialmente alle divisioni Gas & Power e Refining & Marketing e dalle maggiori imposte sul reddito.

Indagine su alcune attività di Saipem in Algeria

In data 26 novembre 2012 Eni ha appreso che l'indagine su alcune attività di Saipem in Algeria ha avuto ulteriori sviluppi. Contestualmente è stato notificato alla Saipem e successivamente ad alcuni suoi top manager informazione di garanzia ex D.Lgs. 231/01 per un'ipotesi di corruzione internazionale. Saipem, anche su suggerimenti della controllante Eni, ha avviato azioni di discontinuità gestionale e alcune verifiche interne che sono tuttora in corso.

In data 7 febbraio l'indagine è stata estesa anche a Eni e ad alcuni suoi top manager. Anche Eni ha ricevuto informazione di garanzia ex D.Lgs. 231/01. Eni, pur ribadendo la propria estraneità alla vicenda, volendo, come sempre, operare in totale trasparenza, ha avviato verifiche interne. Allo stato attuale dei fatti e dell'analisi in corso non esistono elementi sufficienti ad accertare l'esistenza di una obbligazione probabile, nè ad operare una stima attendibile dell'eventuale passività.

Avviata riorganizzazione delle attività downstream nel corso del 2012

Eni, in linea con le best practice del settore, ha avviato la riorganizzazione delle proprie attività downstream per rispondere al meglio alle attuali dinamiche di mercato. La riorganizzazione riguarda l'integrazione delle attività di fornitura e ottimizzazione del portafoglio oil & gas di Gas & Power e Refining & Marketing, le attività di vendita commerciale non retail di Gas & Power e le attività commerciali di Eni legate al Gnl (escluse quelle relative all'upstream) con le attività attualmente condotte dalla direzione Trading. La nuova business unit che concentrerà le attività prenderà il nome di Optimisation and Trading e sarà guidata da Marco Alverà. La riorganizzazione consentirà di centralizzare e ottimizzare il rischio di esposizione relativo alle commodity. Le Divisioni Gas & Power e Refining & Marketing manterranno le loro restanti attività. Nel corso del 2013 Eni continuerà a monitorare e riportare i risultati delle divisioni Gas & Power and Refining & Marketing secondo le modalità correnti.

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 dicembre 2012 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano, oltre 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, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc e Eni Trading & Shipping Inc. già segnalate nel resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre 2012, anche alla società Eni Canada Holding Ltd. 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 quarto trimestre e nell'esercizio 2012.

Exploration & Production

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2011	2012	Var. %
7.936	8.736	9.249		Ricavi della gestione caratteristica		29.121	35.881	
4.169	4.361	4.547		Utile operativo		15.887	18.451	
44	(30)	315		Esclusione special item:		188	67	
49	1	458		- svalutazioni di asset e altre attività		190	550	
(35)	(62)	(129)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(63)	(542)	
		7		- accantonamenti a fondo rischi			7	
29		(2)		- oneri per incentivazione all'esodo		44	6	
(30)	1	(1)		- componente valutativa dei derivati su commodity		1	1	
13	1	4		- differenze e derivati su cambi		(2)	(9)	
18	29	(22)		- altro		18	54	
4.213	4.331	4.862		Utile operativo adjusted		16.075	18.518	
(58)	(61)	(59)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(231)	(248)	
176	234	(40)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		624	436	
(2.629)	(2.580)	(2.970)		Imposte sul reddito ^(a)		(9.603)	(11.281)	
60,7	57,3	62,4		Tax rate (%)		58,3	60,3	
1.702	1.924	1.793		Utile netto adjusted		6.865	7.425	
				I risultati includono:				
1.876	2.122	2.495		- ammortamenti e svalutazioni di asset		6.440	8.535	
				di cui:				
340	473	459		ammortamenti di ricerca esplorativa		1.165	1.835	
243	430	336		- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		820	1.457	
97	43	123		- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		345	378	
2.690	2.710	3.142		Investimenti tecnici		9.435	10.307	
				di cui:				
525	621	403		- ricerca esplorativa ^(b)		1.210	1.850	
				Produzioni ^{(c) (d) (e)}				
896	891	912	1,8	Petrolio ^(f)	(migliaia di barili/giorno)	845	882	4,4
123	129	130	5,7	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	127	9,5
1.678	1.718	1.747	n.m.	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	n.m.
1.678	1.709	1.738	3,6	Idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.581	1.692	7,0
				Prezzi medi di realizzo				
100,42	96,43	101,38	1,0	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	102,11	102,58	0,5
252,06	237,32	264,22	4,8	Gas naturale	(\$/kmc)	229,06	251,67	9,9
72,58	69,48	74,04	2,0	Idrocarburi	(\$/boe)	72,26	73,39	1,6
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
109,31	109,61	110,02	0,6	Brent dated	(\$/bbl)	111,27	111,58	0,3
81,09	87,69	84,83	4,6	Brent dated	(€/bbl)	79,94	86,83	8,6
94,07	92,11	88,23	(6,2)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	95,05	94,14	(1,0)
119,49	104,69	122,38	2,4	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	141,26	99,28	(29,7)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 45.

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

(e) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00636 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 9.

(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2012** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €4.862 milioni con un incremento di €649 milioni rispetto al quarto trimestre 2011, pari al 15,4%, per effetto della maggiore produzione venduta dovuta alla ripresa delle attività in Libia e, in misura minore, dell'impatto positivo dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (circa €170 milioni). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti.

L'utile netto adjusted di €1.793 milioni è aumentato di €91 milioni, pari al 5,3%, rispetto al quarto trimestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, parzialmente compensato dai minori proventi su partecipazioni essenzialmente per i minori dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo e dall'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

Nel **2012** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €18.518 milioni con un incremento di €2.443 milioni rispetto all'esercizio 2011, pari al 15,2%, per effetto della ripresa delle produzioni libiche e dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (circa €1.100 milioni), parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi e ammortamenti di sviluppo.

Nell'anno sono stati rilevati special item di €67 milioni (€315 milioni nel trimestre) che hanno riguardato principalmente (i) svalutazioni di proved e unproved properties (€550 milioni nell'anno) per asset a gas localizzati in India e Stati Uniti, e per un asset a olio localizzato in Turkmenistan, a seguito principalmente di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi ed economico; (ii) plusvalenze sulle cessioni di asset (€542 milioni) tra cui quella realizzata sulla cessione del 10% dell'interesse Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement.

L'utile netto adjusted di €7.425 milioni è aumentato di €560 milioni, pari all'8,2%, rispetto al 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, in parte compensata dai minori proventi su partecipazioni e dall'incremento di 2 punti percentuali del tax rate adjusted.

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2012** la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,747 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione registra una crescita del 3,6%. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/entrata a regime di giacimenti, in particolare in Russia, e dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operato da altra Oil Major, dagli eventi di forza maggiore in Nigeria e dai declini produttivi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel quarto trimestre 2011).

La produzione di petrolio (912 mila barili/giorno) è aumentata di 16 mila barili/giorno, pari all'1,8%, a seguito del ramp-up della produzione libica e dell'incremento della produzione del giacimento di Zubair (Eni 32,8%) in Iraq. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni in Nigeria e nel Regno Unito nonché dai declini produttivi in particolare in Angola e Norvegia.

La produzione di gas naturale (130 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 7 milioni di metri cubi/giorno, pari al 5,7%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli avvii in Russia. In riduzione, le produzioni nel Regno Unito, per i motivi descritti, e in Egitto e Stati Uniti, a seguito dei declini delle produzioni mature.

Nel **2012** la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,701 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione registra una crescita del 7%. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Russia e Australia, nonché dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito e in Nigeria, per i motivi sopra descritti, e dai declini dei giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nel 2011).

La produzione di petrolio (882 mila barili/giorno) è aumentata di 37 mila barili/giorno, pari al 4,4%, a seguito del ramp-up della produzione libica e della crescita organica. In riduzione la produzione nel Regno Unito, Nigeria e Angola.

La produzione di gas naturale (127 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,5%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli start-up in Russia. In riduzione la produzione nel Regno Unito e Stati Uniti.

Riserve certe di idrocarburi

		Esercizio		Var. %
		2011	2012	
Riserve certe ^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.434	3.350	(2,4)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	574	593	3,3
Idrocarburi	(milioni di boe)	7.086	7.166	1,1
<i>di cui: Italia</i>		707	524	(25,9)
<i>Estero</i>		6.379	6.642	4,1
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	1.895	1.806	(4,7)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	295	266	(9,8)
Idrocarburi	(milioni di boe)	3.770	3.516	(6,7)

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

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	
Riserve certe al 31 dicembre 2011	7.086
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro	953
Produzione	(623)
Tasso di rimpiazzo organico su base omogenea prima delle cessioni	(%) 147
Cessioni	(250)
Tasso di rimpiazzo all sources su base omogenea	(%) 107
Riserve certe al 31 dicembre 2012	7.166

Nel 2012 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono state di 953 milioni di boe ed includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (pari a 40 milioni di boe). Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime e altro. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico (ante cessioni) del 147% su base omogenea, cioè escludendo l'effetto del nuovo coefficiente di conversione del gas.

Si evidenzia che nonostante la conferma del prezzo del marker Brent a 111 \$/barile, le promozioni scontano un effetto prezzo negativo di 62 milioni di boe dovuto a variazioni dei prezzi di greggi e gas equity che influenzano i meccanismi di PSA e contratti di servizio e la valutazione di economicità delle code di produzione. Le cessioni pari a 250 milioni di boe hanno riguardato le dismissioni relative a Stogit (-139 milioni di boe), Galp (-38 milioni di boe), la cessione di una quota in Karachaganak (-48 milioni di boe) e altri asset minori (-25 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe nel 2012 è stato del 107% su base omogenea. La vita residua delle riserve è di 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2012.

Gas & Power

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11	RISULTATI (*)	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2011	2012	
10.214	7.276	8.931		Ricavi della gestione caratteristica		33.093	36.200	
(197)	(764)	(1.815)		Utile operativo		(326)	(3.221)	
(49)	(314)	350		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	163	
174	774	1.506		Esclusione special item:		245	3.412	
154		1.645		- svalutazioni		154	2.494	
	(3)	1		- plusvalenze nette su cessione di asset			(3)	
77	909	(155)		- accantonamenti a fondo rischi		77	831	
		1		- oneri ambientali			(2)	
31		1		- oneri per incentivazione all'esodo		34	5	
(163)				- componente valutativa dei derivati su commodity		45		
66	(133)	(118)		- differenze e derivati su cambi		(82)	(51)	
9	1	131		- altro		17	138	
(72)	(304)	41		Utile operativo adjusted		(247)	354	
(147)	(354)	(34)		Mercato		(657)	45	
75	50	75		Trasporto Internazionale		410	309	
7	16	6		Proventi (oneri) finanziari netti (a)		43	31	
96	51	23		Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		363	261	
45	171	(156)		Imposte sul reddito (a)		93	(173)	
..		Tax rate (%)		..	26,8	
76	(66)	(86)		Utile netto adjusted		252	473	
74	43	97		Investimenti tecnici		192	225	
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
9,30	5,96	10,15	9,1	Italia		34,68	34,78	0,3
16,17	13,52	14,93	(7,7)	Vendite internazionali		62,08	60,54	(2,5)
13,96	10,73	12,85	(8,0)	- Resto d'Europa		52,98	51,02	(3,7)
1,46	2,08	1,36	(6,8)	- Mercati extra europei		6,24	6,79	8,8
0,75	0,71	0,72	(4,0)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,86	2,73	(4,5)
25,47	19,48	25,08	(1,5)	TOTALE VENDITE GAS MONDO		96,76	95,32	(1,5)
				di cui:				
22,10	17,43	22,70	2,7	- società consolidate		84,37	84,67	0,4
2,62	1,34	1,66	(36,6)	- società collegate		9,53	7,92	(16,9)
0,75	0,71	0,72	(4,0)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,86	2,73	(4,5)
11,39	10,54	10,13	(11,1)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	40,28	42,58	5,7

(*) I risultati della divisione Gas & Power includono le attività Merchant e Trasporto internazionale.

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2012** il settore ha conseguito un miglioramento dell'utile operativo adjusted di €113 milioni (da una perdita di €72 milioni nel quarto trimestre 2011 ad un utile di €41 milioni nel trimestre 2012) per effetto della migliore performance operativa registrata dall'attività Mercato (+€113 milioni) grazie al beneficio di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento, con effetti in parte di competenza dell'esercizio precedente, e della ripresa delle forniture libiche che hanno consentito di assorbire la flessione dei prezzi di vendita e il calo dei volumi che riflettono la perdurante debolezza dei fondamentali del settore gas.

L'utile operativo adjusted esclude oneri di €1.506 milioni del trimestre (€3.412 milioni nell'esercizio 2012) riferiti a: (i) svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni per €1.645 milioni (€2.494 milioni su base annua) di competenza principalmente della cash generating unit Mercato europeo. I driver sono le ridimensionate previsioni di crescita della domanda, persistenza di oversupply ed elevata pressione competitiva con impatti negativi attesi sui prezzi di vendita e i margini del gas che determinano un minor valore d'uso degli asset rispetto ai valori di libro; (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un onere di €118 milioni nel trimestre e di €51 milioni nell'anno).

Su base annua si evidenziano oneri ed accantonamenti straordinari a fondo rischi di €831 milioni relativi alla revisione del prezzo di alcuni contratti di acquisto di lunga durata inclusi negli special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio.

La perdita netta *adjusted* del settore è stata pari a €86 milioni nel trimestre, con un peggioramento di €162 milioni rispetto al quarto trimestre 2011, per effetto dei minori proventi delle società valutate ad equity a causa della crisi del settore gas e i minori proventi della Galp essendo cessata la relazione di collegamento.

Nel **2012** il settore ha registrato un incremento di €601 milioni dell'utile operativo *adjusted* (da una perdita di €247 milioni registrata nell'esercizio precedente a un utile di €354 milioni) attribuibile all'attività Mercato (+€702 milioni), mentre il Trasporto internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato di €101 milioni (-24,6%) per effetto della cessione delle attività in Nord Europa e Russia realizzate nel corso del 2011.

In un quadro di contrazione della domanda e intensa pressione competitiva, l'attività Mercato ha assorbito la contrazione dei prezzi di vendita grazie ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, e del migliorato mix di approvvigionamento a seguito della piena ripresa delle forniture libiche. Sul risultato hanno inciso in negativo alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali, tra questi in particolare quelli relativi al lodo con GasTerra.

L'utile netto *adjusted* del 2012 di €473 milioni è aumentato di €221 milioni rispetto al 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
9,30	5,96	10,15	9,1	ITALIA	34,68	34,78	0,3
1,38	0,43	1,75	26,8	- Grossisti	5,16	4,65	(9,9)
1,61	1,34	2,23	38,5	- PSV e borsa	5,24	7,52	43,5
1,75	1,53	1,89	8,0	- Industriali	7,21	6,93	(3,9)
0,27	0,03	0,27		- PMI e terziario	0,88	0,81	(8,0)
0,78	0,71	0,58	(25,6)	- Termoelettrici	4,31	2,55	(40,8)
1,89	0,34	1,92	1,6	- Residenziali	5,67	5,89	3,9
1,62	1,58	1,51	(6,8)	- Autoconsumi	6,21	6,43	3,5
16,17	13,52	14,93	(7,7)	VENDITE INTERNAZIONALI	62,08	60,54	(2,5)
13,96	10,73	12,85	(8,0)	Resto d'Europa	52,98	51,02	(3,7)
0,42	0,84	0,87	107,1	- Importatori in Italia	3,24	2,73	(15,7)
13,54	9,89	11,98	(11,5)	- Mercati europei	49,74	48,29	(2,9)
1,87	1,41	1,20	(35,8)	<i>Penisola Iberica</i>	7,48	6,29	(15,9)
2,00	1,24	2,19	9,5	<i>Germania/Austria</i>	6,47	7,78	20,2
3,49	1,83	2,44	(30,1)	<i>Benelux</i>	13,84	10,31	(25,5)
0,74	0,15	0,63	(14,9)	<i>Ungheria</i>	2,24	2,02	(9,8)
1,15	2,02	0,87	(24,3)	<i>UK/Nord Europa</i>	4,21	4,75	12,8
2,06	1,63	1,84	(10,7)	<i>Turchia</i>	6,86	7,22	5,2
1,78	1,37	2,44	37,1	<i>Francia</i>	7,01	8,36	19,3
0,45	0,24	0,37	(17,8)	<i>altro</i>	1,63	1,56	(4,3)
1,46	2,08	1,36	(6,8)	Mercati extra europei	6,24	6,79	8,8
0,75	0,71	0,72	(4,0)	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,86	2,73	(4,5)
25,47	19,48	25,08	(1,5)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	96,76	95,32	(1,5)

Le vendite di gas naturale del **quarto trimestre 2012** sono state di 25,08 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) che, al netto della perdita dei volumi di Galp per il venir meno del rapporto di collegamento, sono sostanzialmente in linea con le vendite del periodo di confronto.

Le vendite in Italia di 10,15 miliardi di metri cubi hanno registrato un incremento di 0,85 miliardi di metri cubi (+9,1%) dovuto principalmente ai maggiori volumi venduti al PSV e borsa (+0,62 miliardi di metri cubi) e all'incremento dei volumi venduti al segmento grossista (+0,37 miliardi di metri cubi) e industriale (+0,14 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese. Tali aumenti sono stati parzialmente compensati dai minori prelievi del settore termoelettrico (-0,20 miliardi di metri

cubi) a causa della crisi economica in atto mentre risultano sostanzialmente stabili le vendite al settore residenziale. Nel trimestre sono più che raddoppiati i ritiri degli importatori in Italia (+0,45 miliardi di metri cubi) a seguito della ripresa delle forniture libiche.

Le vendite nei mercati europei registrano una debole performance (-1,56 miliardi di metri cubi, -11,5%) in particolare nei mercati della Penisola Iberica (-0,67 miliardi di metri cubi) per effetto dell'esclusione delle vendite Galp che, a seguito del termine del patto di sindacato, cessa di essere collegata di Eni, in UK/Nord Europa (-0,28 miliardi di metri cubi) per effetto dell'indisponibilità di gas a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin e Turchia (-0,22 miliardi di metri cubi) a causa dei minori ritiri da parte di Botas. Le minori vendite in Benelux (-1,05 miliardi di metri cubi), essenzialmente vendite all'hub, sono state quasi completamente compensate dalle maggiori vendite registrate in Francia (+0,66 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (+0,19 miliardi di metri cubi) a fronte delle efficaci politiche commerciali intraprese nel periodo.

In calo le vendite nei mercati extra europei (-0,10 miliardi di metri cubi) per effetto delle minori vendite delle società controllate.

Le vendite di gas naturale del **2012** sono state di 95,32 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 1,44 miliardi di metri cubi, -1,5% rispetto all'anno precedente. Le vendite sul mercato domestico sono in linea con il 2011 (+0,10 miliardi di metri cubi). I cali registrati nei segmenti termoelettrico e grossista (-1,76 e -0,51 miliardi di metri cubi, rispettivamente), dovuti alla crisi economica in atto e all'azione della concorrenza, sono stati compensati dai maggiori volumi venduti al PSV e borsa (+2,28 miliardi di metri cubi).

Le vendite nei mercati europei di 48,29 miliardi di metri cubi sono lievemente in calo rispetto al periodo di confronto (-1,45 miliardi di metri cubi, -2,9%). Il calo è essenzialmente dovuto alla riduzione delle vendite nella Penisola Iberica (-1,19 miliardi di metri cubi) per la perdita dei volumi Galp; il calo delle vendite in Benelux (-3,53 miliardi di metri cubi) dovuto alla crescente pressione competitiva è stato solo parzialmente compensato dalla crescita registrata in Francia (+1,35 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (+1,31 miliardi di metri cubi) per effetto delle iniziative commerciali intraprese.

I ritiri degli importatori in Italia sono diminuiti di 0,51 miliardi di metri cubi (-15,7%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, nonostante il rientro delle disponibilità libiche.

In aumento, le vendite nei mercati extra europei (+0,55 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone.

Le vendite di **energia elettrica** di 10,13 TWh nel quarto trimestre 2012 sono in diminuzione dell'11,1% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+2,30 TWh pari al 5,7% nell'esercizio) per effetto dei minori volumi scambiati sulla borsa elettrica, solo parzialmente compensati dall'incremento delle vendite ai clienti del mercato libero, in particolare grossisti e PMI, in un contesto di debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

Altre misure di performance

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

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
301	(108)	237	(21,3)	EBITDA proforma adjusted	949	1.314	38,5
174	(190)	126	(27,6)	Mercato	257	856	..
90				<i>di cui: +/(-) rettifica derivati commodity</i>	44		
127	82	111	(12,6)	Trasporto internazionale	692	458	(33,8)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Eni Gas & Power 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	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2011	2012	
13.257	17.113	16.093		Ricavi della gestione caratteristica		51.219	62.707	
(681)	454	(1.079)		Utile operativo		(273)	(1.303)	
(135)	(428)	293		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(907)	(29)	
548	25	777		Esclusione special item:		641	1.004	
437	8	645		- svalutazioni		488	846	
18		4		- plusvalenze nette su cessione di asset		10	5	
3		62		- accantonamenti a fondo rischi		8	49	
1	7	26		- oneri ambientali		34	40	
71	2	(7)		- oneri per incentivazione all'esodo		81	19	
1				- componente valutativa dei derivati su commodity		(3)		
3	2	5		- differenze e derivati su cambi		(4)	(8)	
14	6	42		- altro		27	53	
(268)	51	(9)		Utile operativo adjusted		(539)	(328)	
		(2)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)			(4)	
40	38	8		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		99	63	
100	(38)	26		Imposte sul reddito ^(a)		176	90	
..	42,7	..		Tax rate (%)		
(128)	51	23		Utile netto adjusted		(264)	(179)	
359	192	360		Investimenti tecnici		866	842	
				Margine di raffinazione				
2,52	7,96	2,54	0,8	Brent dated	(\$/bbl)	2,06	4,83	134,5
1,87	6,37	1,96	4,8	Brent dated	(€/bbl)	1,48	3,76	154,1
3,13	7,35	2,83	(9,6)	Brent/ural	(\$/bbl)	2,90	4,94	70,3
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,38	5,65	5,35	(0,6)	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		22,75	20,84	(8,4)
7,73	8,12	7,62	(1,4)	Lavorazioni in conto proprio		31,96	30,01	(6,1)
6,45	6,74	6,34	(1,7)	- Italia		27,00	24,89	(7,8)
1,28	1,38	1,28		- resto d'Europa		4,96	5,12	3,2
2,80	3,05	2,55	(8,9)	Vendite Rete Europa		11,37	10,87	(4,4)
2,05	2,24	1,80	(12,2)	- Italia		8,36	7,83	(6,3)
0,75	0,81	0,75		- resto d'Europa		3,01	3,04	1,0
3,46	3,25	3,17	(8,4)	Vendite Extrarete Europa		13,20	12,58	(4,7)
2,48	2,20	2,18	(12,1)	- Italia		9,36	8,62	(7,9)
0,98	1,05	0,99	1,0	- resto d'Europa		3,84	3,96	3,1
0,11	0,10	0,11		Vendite Extrarete mercati extra europei		0,43	0,42	(2,3)

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2012** la Divisione Refining & Marketing ha registrato una perdita operativa adjusted pari a €9 milioni in netta riduzione [-€259 milioni, pari al 96,6%] rispetto al quarto trimestre 2011. I principali driver del miglioramento sono state le iniziative di efficienza e di ottimizzazione, la migliore performance delle raffinerie meno competitive in un contesto di scenario debole caratterizzato da elevata volatilità dei margini di raffinazione e recupero dell'incentivo alla conversione.

I risultati del Marketing, pur in un contesto di forte calo della domanda di prodotti petroliferi, hanno registrato un aumento per effetto delle azioni di marketing e della positiva performance registrata nel segmento extra-rete sul mercato domestico (in particolare bunkeraggi e bitumi), che ha beneficiato della disponibilità Eni di prodotto a seguito di alcune fermate di raffinerie da parte dei competitor.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €777 milioni che hanno riguardato principalmente le svalutazioni (€645 milioni) degli impianti di raffinazione a seguito delle proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi, accantonamenti a fondo rischi (€62 milioni) e oneri ambientali (€26 milioni).

Nel quarto trimestre 2012 il settore ha conseguito un utile netto adjusted di €23 milioni, da una perdita adjusted di €128 milioni del trimestre 2011 per effetto principalmente del contributo positivo della performance operativa.

Il **2012** è stato caratterizzato dal forte calo della domanda di carburanti in Italia e dal perdurare di deboli condizioni dello scenario di raffinazione in un quadro di volatilità dei margini, comunque in miglioramento rispetto al 2011. In tale contesto la Divisione Refining & Marketing ha contenuto le perdite operative a €328 milioni (+€211 milioni, pari al 39,1% rispetto al 2011), beneficiando delle migliori performance operative, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle azioni di efficienza poste in essere. I risultati del Marketing hanno sofferto del calo della domanda di prodotti, elevata pressione competitiva e aumento dei costi commerciali dovuto all'iniziativa promozionale estiva.

Gli special item del 2012, pari a €1.004, milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni delle raffinerie (€846 milioni), accantonamenti a fondo rischi (€49 milioni) e oneri ambientali (€40 milioni).

In miglioramento di €85 milioni, la perdita netta adjusted su base annua (da €264 milioni a €179 milioni nel 2012) per effetto degli stessi driver descritti nel commento ai risultati del trimestre.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel quarto trimestre 2012 sono state di 7,62 milioni di tonnellate (30,01 milioni di tonnellate nel 2012), in calo dell'1,4% rispetto al trimestre 2011 (-6,1% rispetto al 2011). In Italia la flessione dei volumi processati nell'esercizio riflette l'effetto delle fermate programmate al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario principalmente sui siti di Taranto e Gela (quest'ultima con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012). Tali effetti negativi sul trimestre sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Venezia (fermata temporaneamente a novembre dello scorso anno e riavviata ad aprile del 2012) e di Sannazzaro.

All'estero le lavorazioni in conto proprio nel trimestre (1,28 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente invariate. Su base annua si registra un incremento del 3,2% per effetto principalmente delle maggiori lavorazioni processate presso la raffineria di Litvinov in Repubblica Ceca a seguito delle fermate di manutenzione programmate effettuate nel 2011.

Le **vendite rete in Italia** di 1,80 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2012 (7,83 milioni di tonnellate nel 2012) evidenziano una flessione di circa 0,25 milioni di tonnellate, pari al 12,2% sul trimestre (-0,53 milioni di tonnellate, pari al 6,3% su base annua) per effetto della contrazione dei consumi nazionali e della crescente pressione competitiva. Nel trimestre la quota di mercato ha registrato un calo di 1,3 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (da 30,4% a 29,1%). Su base annua la quota di mercato aumenta di 0,7 punti percentuali (da 30,5% a 31,2%) beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni".

Le **vendite extrarete in Italia** (2,18 milioni di tonnellate nel quarto trimestre; 8,62 milioni di tonnellate nel 2012) hanno registrato una flessione di circa 0,30 milioni di tonnellate, pari al 12,1% rispetto al quarto trimestre 2011 (-7,9% nell'esercizio) con flessioni principalmente nelle vendite di gasolio e oli combustibili, per il calo della domanda del segmento industriale, nonché di jet fuel, per effetto della minore domanda degli operatori del settore. La quota di mercato extrarete media nel quarto trimestre si attesta al 29,4% (30,2% nel trimestre 2011). Su base annua la quota di mercato risulta pari al 29,5%, in aumento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2011.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a 0,75 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2012 (3,04 milioni di tonnellate nel 2012) sono in linea rispetto al trimestre dell'anno precedente (+1% rispetto al 2011).

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa**, pari a circa 0,99 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2012 (3,96 milioni di tonnellate nel 2012), sono aumentate dell'1% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+3,1% rispetto all'esercizio 2011).

Conto economico ¹¹

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
29.648	31.494	32.574	9,9	Ricavi della gestione caratteristica	107.690	127.271	18,2
281	228	570	..	Altri ricavi e proventi	926	1.549	67,3
(23.823)	(25.307)	(26.244)	(10,2)	Costi operativi	(83.199)	(100.075)	(20,3)
				<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(69)		
217	190	24		Altri proventi e oneri operativi	171	(158)	
(2.948)	(2.533)	(5.287)	(79,3)	Ammortamenti e svalutazioni	(8.785)	(13.561)	(54,4)
3.375	4.072	1.637	(51,5)	Utile operativo	16.803	15.026	(10,6)
(288)	(406)	(281)	2,4	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.146)	(1.307)	(14,0)
1.173	1.538	(51)	..	Proventi netti su partecipazioni	2.123	2.881	35,7
4.260	5.204	1.305	(69,4)	Utile prima delle imposte	17.780	16.600	(6,6)
(2.693)	(2.402)	(3.204)	(19,0)	Imposte sul reddito	(9.903)	(11.659)	(17,7)
63,2	46,2	..		<i>Tax rate (%)</i>	55,7	70,2	
1.567	2.802	(1.899)	..	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941	(37,3)
(48)	48	3.425	..	Utile netto - discontinued operations	(74)	3.732	..
1.519	2.850	1.526	0,5	Utile netto	7.803	8.673	11,1
1.289	2.483	1.461	13,3	Di competenza Eni	6.860	7.788	13,5
1.316	2.462	(1.964)	..	- continuing operations	6.902	4.198	(39,2)
(27)	21	3.425	..	- discontinued operations	(42)	3.590	..
230	367	65	..	Interessenze di terzi	943	885	(6,2)
251	340	65	..	- continuing operations	975	743	(23,8)
(21)	27	- discontinued operations	(32)	142	..
1.316	2.462	(1.964)	..	Utile netto di competenza azionisti	6.902	4.198	(39,2)
(70)	(293)	340		Eni - continuing operations	(724)	(23)	
329	(392)	3.142		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	760	2.953	
				Esclusione special item			
				di cui:			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	69		
329	(392)	3.142		- altri special item	691	2.953	
1.575	1.777	1.518	(3,6)	Utile netto adjusted di competenza azionisti	6.938	7.128	2,7
				Eni - continuing operations ^(a)			

(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".

[11] Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa, sia a futuri reporting period. Tale rappresentazione non è stata adottata e quindi non rileva ai fini delle segment information a pag. 31 che pertanto valorizza i rapporti interni tra Snam e le continuing operation.

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo, dall'utile operativo e dall'utile netto reported, gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. 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.

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; (iii) limitatamente alle differenze ed ai derivati in cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria ancorché gestiti unitariamente sul mercato vengono riclassificati nell'utile operativo. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'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)

Esercizio 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
Utile operativo	18.451	(3.221)	(1.303)	(683)	1.433	(345)	1.676	(302)	208	15.914	(1.676)	788	(888)	15.026
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
Esclusione special item:														
svalutazioni	550	2.494	846	112	25				2	4.029				4.029
plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)
accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945
oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64
differenze e derivati su cambi	1			1	(3)					(1)				(1)
altro	(9)	(51)	(8)	(11)						(79)				(79)
altro	54	138	53					26		271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.412	1.004	135	32	16	51	78		4.795	(51)		(51)	4.744
Utile operativo adjusted	18.518	354	(328)	(485)	1.465	(329)	1.727	(224)	(6)	20.692	(1.727)	788	(939)	19.753
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(248)	31	(4)	(1)		(861)	(51)	(22)		(1.156)	51		51	(1.105)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915
Imposte sul reddito ^(b)	(11.281)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.281)	712	(123)	589	(11.692)
Tax rate (%)	60,3	26,8	..		27,0		41,5			59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.425	473	(179)	(395)	1.109	(976)	1.002	(247)	(4)	8.208	(1.002)	665	(337)	7.871
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										885			(142)	743
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.323			(195)	7.128
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.788			(3.590)	4.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.323			(195)	7.128

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2011

	ALTREATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam Elisioni infragruppo	Totale		
Utile operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	(632)	16.803
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)						(1.113)				(1.113)
Esclusione special item														
di cui:														
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	(27)		(27)	1.471
svalutazioni	190	154	488	160	35		(9)	4		1.022	9		9	1.031
plusvalenze nette su cessione di asset	(63)		10		4	(1)	(4)	(7)		(61)	4		4	(57)
accantonamenti a fondo rischi		77	8			(6)		9		88				88
oneri ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176
oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203
componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)					15				15
differenze e derivati su cambi	(2)	(82)	(4)	3						(85)				(85)
altro	18	17	27			51	24	(13)		124	(24)		(24)	100
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540
Utile operativo adjusted	16.075	(247)	(539)	(273)	1.443	(266)	2.111	(226)	(189)	17.889	(2.111)	1.452	(659)	17.230
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179
Imposte sul reddito ^(b)	(9.603)	93	176	67	(440)	388	(918)	(1)	78	(10.160)	918	(195)	723	(9.437)
Tax rate (%)	58,3		28,6		42,2			56,2				54,4
Utile netto adjusted	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										943			32	975
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			(31)	6.938
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.860			42	6.902
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(724)				(724)
Esclusione special item										833			(73)	760
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										764			(73)	691
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			(31)	6.938

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto Trimestre 2012

	ALTRA ATTIVITÀ ^(a)							DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS		
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO		Snam Elisioni infragruppo	Totale
Utile operativo	4.547	(1.815)	(1.079)	(323)	306	(89)		(108)	198	1.637			1.637
Esclusione (utile) perdita di magazzino		350	293	89				(172)		560			560
Esclusione special item:													
svalutazioni	458	1.645	645	104	4					2.856			2.856
plusvalenze nette su cessione di asset	(129)	1	4	1	3					(120)			(120)
accantonamenti a fondo rischi	7	(155)	62	18		2		31		(35)			(35)
oneri ambientali		1	26	(1)				(9)		17			17
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	(2)	1	(7)		5	2		1					
differenze e derivati su cambi	(1)			1	(1)					(1)			(1)
altro	4	(118)	5	(6)						(115)			(115)
altro	(22)	131	42			2		5		158			158
Special item dell'utile operativo	315	1.506	777	117	11	6		28		2.760			2.760
Utile operativo adjusted	4.862	41	(9)	(117)	317	(83)		(80)	26	4.957			4.957
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(59)	6	(2)			(133)		(2)		(190)			(190)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	(40)	23	8	1	21	70		(1)		82			82
Imposte sul reddito ^(b)	(2.970)	(156)	26	(12)	(84)	(61)			(9)	(3.266)			(3.266)
Tax rate (%)	62,4		24,9					67,4			67,4
Utile netto adjusted	1.793	(86)	23	(128)	254	(207)		(83)	17	1.583			1.583
di cui:													
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										65			65
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.518			1.518
Utile netto di competenza azionisti Eni										1.461		(3.425)	(1.964)
Esclusione (utile) perdita di magazzino										340			340
Esclusione special item										(283)		3.425	3.142
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.518			1.518

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto Trimestre 2011

	ALTREATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	4.169	(197)	(681)	(297)	398	(46)	523	(183)	(203)	3.483	(523)	415	(108)	3.375
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(49)	(135)	48						(136)				(136)
Esclusioni special item:														
svalutazioni	49	154	437	81	11		(1)	(6)		725	1		1	726
plusvalenze nette su cessione di asset	(35)		18			(1)	(9)	(5)		(32)	9		9	(23)
accantonamenti a fondo rischi		77	3			4	(21)	10		73	21		21	94
oneri ambientali			1	1			6	115		123	(6)		(6)	117
oneri per incentivazione all'esodo componente valutativa dei derivati su commodity	29	31	71	13	8	(4)	1	6		155	(1)		(1)	154
differenze e derivati su cambi	(30)	(163)	1		(27)					(219)				(219)
altro	13	66	3	3						85				85
altro	18	9	14			28	24	(6)		87	(24)		(24)	63
Special item dell'utile operativo	44	174	548	98	(8)	27	114			997				997
Utile operativo adjusted	4.213	(72)	(268)	(151)	390	(19)	523	(69)	(203)	4.344	(523)	415	(108)	4.236
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(58)	7				(323)		1		(373)				(373)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	176	96	40	(1)	16	1	7	(3)		332	(7)		(7)	325
Imposte sul reddito ^(b)	(2.629)	45	100	31	(129)	200	(231)	(1)	81	(2.533)	231	(60)	171	(2.362)
Tax rate (%)	60,7		31,8		43,6			58,9				56,4
Utile netto adjusted	1.702	76	(128)	(121)	277	(141)	299	(72)	(122)	1.770	(299)	355	56	1.826
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										230			21	251
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.540			35	1.575
Utile netto di competenza azionisti Eni										1.289			27	1.316
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(70)				(70)
Esclusione special item										321			8	329
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.540			35	1.575

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2012

	ALTREATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	4.361	(764)	454	(130)	387	(69)	602	(48)	(411)	4.382	(602)	292	(310)	4.072
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(314)	(428)	(44)					295	(491)				(491)
Esclusione special item:														
svalutazioni	1		8							9				9
plusvalenze nette su cessione di asset	(62)	(3)			(1)		(19)	(1)		(86)	19		19	(67)
accantonamenti a fondo rischi		909				3				912				912
oneri ambientali			7				60			67	(60)		(60)	7
oneri per incentivazione all'esodo			2	5	1	1	1			10	(1)		(1)	9
componente valutativa dei derivati su commodity	1				(1)									
differenze e derivati su cambi	1	(133)	2	(4)						(134)				(134)
altro	29	1	6					8		44				44
Special item dell'utile operativo	(30)	774	25	1	(1)	4	42	7		822	(42)		(42)	780
Utile operativo adjusted	4.331	(304)	51	(173)	386	(65)	644	(41)	(116)	4.713	(644)	292	(352)	4.361
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(61)	16				(81)	(60)			(186)	60		60	(126)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	234	51	38		12	29	15			379	(15)		(15)	364
Imposte sul reddito ^(b)	(2.580)	171	(38)	49	(95)	(6)	(266)		48	(2.717)	266	(31)	235	(2.482)
Tax rate (%)	57,3		23,9		44,4			55,4				54,0
Utile netto adjusted	1.924	(66)	51	(124)	303	(123)	333	(41)	(68)	2.189	(333)	261	(72)	2.117
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										367			(27)	340
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.822			(45)	1.777
Utile netto di competenza azionisti Eni										2.483			(21)	2.462
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(293)				(293)
Esclusione special item										(368)			(24)	(392)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.822			(45)	1.777

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

(b) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
2011	2012	2012		2011	2012
			Oneri (proventi) non ricorrenti	69	
			<i>di cui: sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità</i>	<i>69</i>	
997	822	2.760	Altri special item	1.498	4.795
725	9	2.856	svlutazioni	1.022	4.029
(32)	(86)	(120)	plusvalenze nette su cessione di asset	(61)	(570)
73	912	(35)	accantonamenti a fondo rischi	88	945
123	67	17	oneri ambientali	186	134
155	10		oneri per incentivazione all'esodo	209	66
(219)		(1)	componente valutativa dei derivati su commodity	15	(1)
85	(134)	(115)	differenze e derivati su cambi	(85)	(79)
87	44	158	altro	124	271
997	822	2.760	Special item dell'utile operativo	1.567	4.795
(85)	280	91	Oneri (proventi) finanziari	87	202
			<i>di cui:</i>		
(85)	134	115	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	85	79
(857)	(1.174)	(3.337)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(883)	(5.408)
			<i>di cui:</i>		
(1.118)	(309)	(2.042)	- plusvalenze da cessione	(1.118)	(3.189)
(1.044)			<i>di cui: trasporto internazionale</i>	(1.044)	
	(288)	(23)	Galp		(1.146)
		(2.019)	Snam		(2.019)
	(865)	(1.451)	- plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni		(2.316)
	(865)		<i>di cui: Galp</i>		(865)
		(1.451)	Snam		(1.451)
191		156	- svalutazioni di partecipazioni	191	156
266	(296)	203	Imposte sul reddito	62	(31)
			<i>di cui:</i>		
		803	svlutazione imposte anticipate imprese italiane		803
552			adeguamento fiscalità differita Congo	552	
(80)	91	40	linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	(31)	147
(206)	(387)	(640)	fiscalità su special item	(459)	(981)
321	(368)	(283)	Totale special item dell'utile netto	833	(442)

Analisi delle principali voci del conto economico continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
7.936	8.736	9.249	16,5	Exploration & Production	29.121	35.881	23,2
10.214	7.276	8.931	(12,6)	Gas & Power	33.093	36.200	9,4
13.257	17.113	16.093	21,4	Refining & Marketing	51.219	62.707	22,4
1.343	1.644	1.533	14,1	Chimica	6.491	6.418	(1,1)
3.228	3.467	3.291	2,0	Ingegneria & Costruzioni	11.834	12.771	7,9
21	16	42	100,0	Altre attività	85	119	40,0
398	345	360	(9,5)	Corporate e società finanziarie	1.365	1.369	0,3
140	8	88	..	Effetto eliminazione utili interni	(54)	(75)	..
(6.889)	(7.111)	(7.013)		Elisioni di consolidamento	(25.464)	(28.119)	
29.648	31.494	32.574	9,9		107.690	127.271	18,2

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
22.581	24.129	25.039	10,9	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.795	95.417	21,1
				<i>di cui: - oneri non ricorrenti</i>		69	
196	979	(12)		<i>- altri special item</i>	266	1.014	
1.242	1.178	1.205	(3,0)	Costo lavoro	4.404	4.658	5,8
154	9			<i>di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro</i>	203	64	
23.823	25.307	26.244	10,2		83.199	100.075	20,3

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
1.828	2.121	2.040	11,6	Exploration & Production	6.251	7.988	27,8
104	104	96	(7,7)	Gas & Power	413	405	(1,9)
89	81	86	(3,4)	Refining & Marketing	351	332	(5,4)
23	22	24	4,3	Chimica	90	89	(1,1)
164	186	181	10,4	Ingegneria & Costruzioni	596	683	14,6
		1		Altre attività	2	1	
21	17	15	(28,6)	Corporate e società finanziarie	75	65	(13,3)
(6)	(7)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(23)	(25)	
2.223	2.524	2.437	9,6	Ammortamenti	7.755	9.538	23,0
725	9	2.850	..	Svalutazioni	1.030	4.023	..
2.948	2.533	5.287	79,3		8.785	13.561	54,4

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2012	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	88	255	40	55		438
Dividendi	346	5	51		29	431
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	11	28		(1)	311	349
Altri proventi (oneri) netti	(48)	(111)	51		1.771	1.663
	397	177	142	54	2.111	2.881

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio		
				2011	2012	Var ass.
Utile ante imposte						
(417)	510	(1.783)	Italia	694	(723)	(1.417)
4.677	4.694	3.088	Eestero	17.086	17.323	237
4.260	5.204	1.305		17.780	16.600	(1.180)
Imposte sul reddito						
(296)	(190)	840	Italia	227	948	721
2.989	2.592	2.364	Eestero	9.676	10.711	1.035
2.693	2.402	3.204		9.903	11.659	1.756
Tax rate (%)						
71,0	(37,3)	..	Italia	32,7
63,9	55,2	..	Eestero	56,6	61,8	5,2
63,2	46,2	..		55,7	70,2	14,5

Utile netto adjusted

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
1.702	1.924	1.793	5,3	Exploration & Production	6.865	7.425	8,2
76	(66)	(86)	..	Gas & Power	252	473	87,7
(128)	51	23	118,0	Refining & Marketing	(264)	(179)	32,2
(121)	(124)	(128)	(5,8)	Chimica	(206)	(395)	(91,7)
277	303	254	(8,3)	Ingegneria & Costruzioni	1.098	1.109	1,0
(72)	(41)	(83)	(15,3)	Altre attività	(225)	(247)	(9,8)
(141)	(123)	(207)	(46,8)	Corporate e società finanziarie	(753)	(976)	(29,6)
233	193	17		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	1.146	661	
1.826	2.117	1.583	(13,3)		7.913	7.871	(0,5)
di competenza:							
1.575	1.777	1.518	(3,6)	- azionisti Eni	6.938	7.128	2,7
251	340	65	(74,1)	- interessenze di terzi	975	743	(23,8)

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

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 azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)

	31 dic. 2011	30 sett. 2012	31 dic. 2012	Var. ass. vs 31 dic. 2011	Var. ass. vs 30 sett. 2012
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	25.582	24.463	(5.134)	(1.119)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	6.325	5.184	(1.311)	(1.141)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	19.257	19.279	(3.823)	22
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(5.867)	(7.831)	(6.331)	(1.964)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(37)	(23)	(34)	3	(11)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(28)	(75)	(1.153)	(1.125)	(1.078)
Indebitamento finanziario netto	28.032	19.617	15.445	(12.587)	(4.172)
Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi	60.393	64.241	62.713	2.320	(1.528)
Leverage	0,46	0,31	0,25	(0,21)	(0,06)

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2012

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2012 ^(a)
Eni Finance International SA	186
Eni SpA	2.865
	3.051

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

Prestiti obbligazionari emessi nel 2012 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2012 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	70	EUR	71	2032	fisso	4,00
Eni SpA	1.000	EUR	1.033	2020	fisso	4,25
Eni SpA	750	EUR	760	2019	fisso	3,75
Eni SpA	1.028	EUR	990	2015	fisso	0,25
			2.854			

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

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

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

Snam – risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
				2011	2012
459	575		Totale ricavi	1.906	1.886
(351)	(265)		Costi operativi	(1.274)	(998)
108	310		Utile operativo	632	888
(2)	(60)		Oneri (proventi) finanziari	17	(51)
117	265		Utile prima delle plusvalenze	697	875
		2.019	Plusvalenza da cessione		2.019
		1.451	Plusvalenza da rivalutazione		1.451
117	265	3.470	Utile ante imposte	697	4.345
(165)	(217)		Imposte sul reddito	(771)	(568)
		(45)	Imposte sulle plusvalenze		(45)
(48)	48	3.425	Utile netto	(74)	3.732
			di cui:		
(27)	21	3.425	- azionisti Eni	(42)	3.590
(21)	27		- interessenze di terzi	(32)	142
	0,01	0,95	Utile netto azionisti Eni per azione		0,99
59	9.904		Indebitamento finanziario netto		11.416
366	(67)		Flusso di cassa da attività operativa	619	15
(463)	(343)		Flusso di cassa da attività di investimento	(1.516)	(1.004)
(150)	9.882		Flusso di cassa da attività di finanziamento	(356)	11.172
511	263		Investimenti tecnici	1.529	756

Snam – risultati transazioni con parti terze e gruppo

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
				2011	2012
944	891		Totale ricavi	3.662	2.754
(421)	(289)		Costi operativi	(1.578)	(1.078)
523	602		Utile operativo	2.084	1.676
(160)	(142)		Oneri (proventi) finanziari	(497)	(376)
374	475		Utile prima delle plusvalenze	1.635	1.338
		2.019	Plusvalenza da cessione		2.019
		1.451	Plusvalenza da rivalutazione		1.451
374	475	3.470	Utile ante imposte	1.635	4.808
(165)	(217)		Imposte sul reddito	(771)	(568)
		(45)	Imposte sulle plusvalenze		(45)
209	258	3.425	Utile netto	864	4.195
			di cui:		
116	130	3.425	- azionisti Eni	479	3.839
93	128		- interessenze di terzi	385	356
0,03	0,04	0,95	Utile netto azionisti Eni per azione	0,13	1,06
582	714		Indebitamento finanziario netto	11.197	12.448
314	(225)		Flusso di cassa da attività operativa	1.572	412
(541)	(394)		Flusso di cassa da attività di investimento	(1.655)	(1.070)
192	611		Flusso di cassa da attività di finanziamento	18	663
511	263		Investimenti tecnici	1.529	756

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2011	30 sett. 2012	31 dic. 2012
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.500	5.867	7.831
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	262	237	235
Crediti commerciali e altri crediti	24.595	25.352	29.275
Rimanenze	7.575	9.435	8.478
Attività per imposte sul reddito correnti	549	631	771
Attività per altre imposte correnti	1.388	1.258	1.230
Altre attività correnti	2.326	1.800	1.624
	38.195	44.580	49.444
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	63.865	63.466
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.504	2.538
Attività immateriali	10.950	6.102	4.487
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.843	4.443	4.265
Altre partecipazioni	399	3.483	5.085
Altre attività finanziarie	1.578	1.331	1.216
Attività per imposte anticipate	5.514	4.544	4.929
Altre attività non correnti	4.225	4.420	4.398
	104.520	90.692	90.384
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	230	20.327	516
TOTALE ATTIVITÀ	142.945	155.599	140.344
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	4.459	3.199	2.223
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.036	3.126	2.961
Debiti commerciali e altri debiti	22.912	22.032	24.269
Passività per imposte sul reddito correnti	2.092	1.972	1.635
Passività per altre imposte correnti	1.896	2.591	2.162
Altre passività correnti	2.237	1.510	1.437
	35.632	34.430	34.687
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	23.102	19.257	19.279
Fondi per rischi e oneri	12.735	13.660	13.603
Fondi per benefici ai dipendenti	1.039	988	982
Passività per imposte differite	7.120	5.922	6.742
Altre passività non correnti	2.900	2.229	1.977
	46.896	42.056	42.583
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	24	14.872	361
TOTALE PASSIVITÀ	82.552	91.358	77.631
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	4.921	5.413	3.514
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	(41)	(23)
Altre riserve	53.195	50.694	49.586
Azioni proprie	(6.753)	(201)	(201)
Acconto sul dividendo	(1.884)	(1.956)	(1.956)
Utile netto del periodo	6.860	6.327	7.788
Totale patrimonio netto di Eni	55.472	58.828	59.199
TOTALE PATRIMONIO NETTO	60.393	64.241	62.713
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	142.945	155.599	140.344

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
				2011	2012
			RICAVI		
29.648	31.494	32.574	Ricavi della gestione caratteristica	107.690	127.271
281	228	570	Altri ricavi e proventi	926	1.549
29.929	31.722	33.144	Totale ricavi	108.616	128.820
			COSTI OPERATIVI		
22.581	24.129	25.039	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.795	95.417
			- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	69	
1.242	1.178	1.205	Costo lavoro	4.404	4.658
217	190	24	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	171	(158)
2.948	2.533	5.287	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	8.785	13.561
3.375	4.072	1.637	UTILE OPERATIVO	16.803	15.026
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.759	(129)	1.137	Proventi finanziari	6.376	7.218
(1.783)	(244)	(1.400)	Oneri finanziari	(7.410)	(8.274)
(264)	(33)	(18)	Strumenti finanziari derivati	(112)	(251)
(288)	(406)	(281)		(1.146)	(1.307)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
57	92	4	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	500	438
1.116	1.446	(55)	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.623	2.443
1.173	1.538	(51)		2.123	2.881
4.260	5.204	1.305	UTILE ANTE IMPOSTE	17.780	16.600
(2.693)	(2.402)	(3.204)	Imposte sul reddito	(9.903)	(11.659)
1.567	2.802	(1.899)	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941
(48)	48	3.425	Utile netto - discontinued operations	(74)	3.732
1.519	2.850	1.526	Utile netto	7.803	8.673
			Di competenza Eni:		
1.316	2.462	(1.964)	- continuing operations	6.902	4.198
(27)	21	3.425	- discontinued operations	(42)	3.590
1.289	2.483	1.461		6.860	7.788
			Interessenze di terzi		
251	340	65	- continuing operations	975	743
(21)	27		- discontinued operations	(32)	142
230	367	65		943	885
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,35	0,69	0,40	- semplice	1,89	2,15
0,35	0,69	0,40	- diluito	1,89	2,15
			Utile per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,36	0,68	(0,54)	- semplice	1,90	1,16
0,36	0,68	(0,54)	- diluito	1,90	1,16

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Esercizio	
	2011	2012
Utile netto del periodo	7.803	8.673
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.031	(713)
<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Galp</i>		133
<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Snam</i>		8
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	352	(102)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(6)	16
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(13)	7
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(128)	25
	1.236	(626)
Totale utile complessivo	9.039	8.047
Di competenza:		
- azionisti Eni	8.097	7.178
- interessenze di terzi	942	869

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
Totale utile complessivo dell'esercizio	8.047	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(686)	
Effetto cessione Snam sulle interessenze di terzi	(1.602)	
Plusvalenza cessione Snam	371	
Cessione azioni proprie Saipem	29	
Altre variazioni	1	
Totale variazioni		2.320
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012		62.713
Di competenza:		
- azionisti Eni		59.199
- interessenze di terzi		3.514

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
				2011	2012
1.567	2.802	(1.899)	Utile netto del periodo - continuing operations	7.877	4.941
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:</i>		
2.223	2.524	2.437	Ammortamenti	7.755	9.538
725	9	2.850	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.030	4.023
(57)	(92)	(4)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(500)	(438)
(1.089)	(369)	(139)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.176)	(878)
(207)	(275)		Dividendi	(659)	(431)
(14)	(42)	(18)	Interessi attivi	(99)	(108)
195	220	163	Interessi passivi	773	803
2.693	2.402	3.204	Imposte sul reddito	9.903	11.659
69	(891)	3	Altre variazioni	331	(1.786)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
383	(1.648)	874	- rimanenze	(1.400)	(1.395)
(1.392)	(1.044)	(2.725)	- crediti commerciali	218	(3.164)
1.437	1.294	1.924	- debiti commerciali	34	2.120
249	345	(338)	- fondi per rischi e oneri	109	338
(596)	(655)	(1.112)	- altre attività e passività	(657)	(1.277)
81	(1.708)	(1.377)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(1.696)	(3.378)
3	12	(12)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(10)	16
258	186	328	Dividendi incassati	955	988
49	28	38	Interessi incassati	99	91
(231)	(85)	(127)	Interessi pagati	(927)	(754)
(3.454)	(2.812)	(3.278)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.893)	(11.868)
2.811	1.909	2.169	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.763	12.418
366	(67)		Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	619	15
3.177	1.842	2.169	Flusso di cassa netto da attività operativa	14.382	12.433
			Investimenti:		
(3.180)	(2.751)	(3.385)	- attività materiali	(11.658)	(11.222)
(714)	(736)	(505)	- attività immateriali	(1.780)	(2.295)
(93)			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(115)	(178)
(47)	(207)	(56)	- partecipazioni	(245)	(391)
(8)	(2)	(15)	- titoli	(62)	(17)
(128)	243	(1.276)	- crediti finanziari	(715)	(1.641)
162	(87)	445	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	379	53
(4.008)	(3.540)	(4.792)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(14.196)	(15.691)
			Disinvestimenti:		
64	112	401	- attività materiali	154	1.240
16	31		- attività immateriali	41	61
838		3.516	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	1.006	3.514
660	759	425	- partecipazioni	711	1.203
12		20	- titoli	128	52
191	56	1.198	- crediti finanziari	695	1.586
93	69	40	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	243	(252)
1.874	1.027	5.600	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	2.978	7.404
(2.134)	(2.513)	808	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(11.218)	(8.287)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
				2011	2012
511	5.677	(5)	Assunzione di debiti finanziari non correnti	4.474	10.484
6	(3.022)	(81)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(889)	(3.784)
(1.346)	618	(817)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.481)	(753)
(829)	3.273	(903)		1.104	5.947
(1)			Apporti netti di capitale proprio da terzi	26	
2	7		Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	17	29
(118)	609	(1)	Cessione (Acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(126)	604
	(1.956)		Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(3.695)	(3.840)
(155)	(24)	(101)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(552)	(539)
3			Cessione (acquisto) di azioni proprie	3	
(1.098)	1.909	(1.005)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.223)	2.201
	2		Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(7)	(4)
14	(13)	(8)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	17	(12)
(41)	1.227	1.964	Flusso di cassa netto del periodo	(49)	6.331
1.541	4.640	5.867	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.549	1.500
1.500	5.867	7.831	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.500	7.831

(*) 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	III trim. 2012	IV trim. 2012		Esercizio	
				2011	2012
			Investimenti finanziari:		
5	(2)	2	- titoli	(21)	
(26)	293	(1.074)	- crediti finanziari	(26)	(1.131)
(21)	291	(1.072)		(47)	(1.131)
			Disinvestimenti finanziari:		
1	9	(12)	- titoli	71	4
2	(1)	1.038	- crediti finanziari	17	1.044
3	8	1.026		88	1.048
(18)	299	(46)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	41	(83)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Esercizio	
			2011	2012
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda				
		Attività correnti		108
100		Attività non correnti	122	171
		Disponibilità finanziarie nette		46
(4)		Passività correnti e non correnti	(4)	(99)
96		Effetto netto degli investimenti	118	226
(3)		Interessenza di terzi	(3)	
93		Totale prezzo di acquisto	115	226
		a dedurre:		
		Disponibilità liquide ed equivalenti		(48)
93		Flusso di cassa degli investimenti	115	178
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda				
597	2.111	Attività correnti	618	2.112
18	18.732	Attività non correnti	136	18.733
234	(12.448)	Indebitamento finanziario netto	257	(12.443)
(641)	(4.115)	Passività correnti e non correnti	(662)	(4.123)
208	4.280	Effetto netto dei disinvestimenti	349	4.279
	(943)	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(943)
677	2.019	Plusvalenza per disinvestimenti	727	2.021
(5)	(1.839)	Interessenza di terzi	(5)	(1.840)
880	3.517	Totale prezzo di vendita	1.071	3.517
		a dedurre:		
(42)	(1)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(65)	(3)
838	3.516	Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.006	3.514

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
2.690	2.710	3.142	16,8	Exploration & Production	9.435	10.307	9,2
(3)	1	15		- acquisto di riserve proved e unproved	754	43	(94,3)
525	621	403	(23,2)	- ricerca esplorativa	1.210	1.850	52,9
2.115	2.059	2.677	26,6	- sviluppo	7.357	8.304	12,9
53	29	47	(11,3)	- altro	114	110	(3,5)
74	43	97	31,1	Gas & Power	192	225	17,2
72	42	92	27,8	- mercato	184	212	15,2
2	1	5	..	- trasporto internazionale	8	13	62,5
359	192	360	0,3	Refining & Marketing	866	842	(2,8)
240	133	222	(7,5)	- raffinazione, supply e logistica	626	583	(6,9)
117	49	127	8,5	- marketing	231	223	(3,5)
2	10	11	..	- altre attività	9	36	..
52	35	71	36,5	Chimica	216	172	(20,4)
285	229	236	(17,2)	Ingegneria & Costruzioni	1.090	1.011	(7,2)
(2)	2	4	..	Altre attività	10	14	..
48	29	69	..	Corporate e società finanziarie	128	152	18,8
(123)	(16)	(89)		Elisioni di consolidamento	(28)	38	
3.383	3.224	3.890	15,0		11.909	12.761	7,2

Nel 2012, gli investimenti tecnici delle continuing operations di €12.761 milioni (€3.890 milioni nel quarto trimestre) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakhstan, Angola ed Algeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Angola ed Australia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.011 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€583 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€223 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012	Var. % IV trim. 12 vs 11		Esercizio		
					2011	2012	Var. %
184	194	244	32,6	Italia	778	795	2,2
573	556	639	11,5	Resto d'Europa	1.698	2.162	27,3
414	310	552	33,3	Africa Settentrionale	1.570	1.474	(6,1)
671	896	886	32,0	Africa Sub-Sahariana	2.743	3.129	14,1
233	175	204	(12,4)	Kazakhstan	915	720	(21,3)
150	291	272	81,3	Resto dell'Asia	531	874	64,6
260	246	289	11,2	America	902	1.043	15,6
205	42	56	(72,7)	Australia e Oceania	298	110	(63,1)
2.690	2.710	3.142	16,8		9.435	10.307	9,2

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012			Esercizio	
					2011	2012
1.678	1.718	1.747	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701
191	187	195	Italia		186	189
217	162	172	Resto d'Europa		216	178
497	593	610	Africa Settentrionale		438	586
381	387	324	Africa Sub-Sahariana		369	345
105	90	99	Kazakhstan		106	102
121	128	149	Resto dell'Asia		112	129
128	135	166	America		126	135
38	36	32	Australia e Oceania		28	37
1.678	1.709	1.738	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.581	1.692
143,7	150,5	154,4	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	548,5	598,7
143,7	149,8	153,6	Produzione venduta al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas ^(a)		548,5	595,7

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012			Esercizio	
					2011	2012
896	891	912	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	845	882
68	61	61	Italia		64	63
119	85	90	Resto d'Europa		120	95
231	275	291	Africa Settentrionale		209	271
289	265	234	Africa Sub-Sahariana		278	247
62	56	60	Kazakhstan		64	61
41	45	52	Resto dell'Asia		34	44
67	87	113	America		65	83
19	17	11	Australia e Oceania		11	18

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012			Esercizio	
					2011	2012
123	129	130	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	116	127
19	20	21	Italia		19	20
15	12	13	Resto d'Europa		15	13
42	49	50	Africa Settentrionale		36	49
14	19	14	Africa Sub-Sahariana		14	15
7	5	6	Kazakhstan		7	6
13	13	15	Resto dell'Asia		12	13
10	8	8	America		10	8
3	3	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 (11,8 e 9,4 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2012 e 2011, rispettivamente, e 10,9 e 9,1 milioni di metri cubi/giorno nel 2012 e 2011, rispettivamente e 12,2 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2012).

(c) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00636 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno. Per maggiori informazioni vedi pag. 9.

Chimica

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012			Esercizio	
					2011	2012
			Vendite	(€ milioni)		
586	823	777	Intermedi		2.987	3.110
695	791	708	Polimeri		3.299	3.128
62	30	48	Altri ricavi		205	180
1.343	1.644	1.533			6.491	6.418
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
926	1.013	1.019	Intermedi		4.101	4.112
472	471	473	Polimeri		2.144	1.978
1.398	1.484	1.492			6.245	6.090

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2011	III trim. 2012	IV trim. 2012			Esercizio	
					2011	2012
			Ordini acquisiti			
1.795	1.432	1.816	Engineering & Construction Offshore		6.131	7.477
1.649	1.040	1.516	Engineering & Construction Onshore		5.006	3.972
135	126	494	Perforazioni mare		780	1.025
149	239	425	Perforazioni terra		588	917
3.728	2.837	4.251			12.505	13.391

(€ milioni)

Portafoglio ordini	31 dic. 2011	31 dic. 2012
	20.417	19.739

Schemi riclassificati Eni SpA

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	Esercizio		Var. %
	2011 ^(a)	2012	
Ricavi della gestione caratteristica	45.603	51.248	12,4
Altri ricavi e proventi	283	267	(5,7)
Costi operativi	(45.016)	(51.270)	(13,9)
Altri proventi e oneri operativi	115	(173)	
Ammortamenti e svalutazioni	(1.278)	(1.126)	11,9
Utile (perdita) operativa	(293)	(1.054)	
Proventi (oneri) finanziari netti	(255)	(711)	
Proventi netti su partecipazioni	4.338	8.666	99,8
Utile prima delle imposte	3.790	6.901	82,1
Imposte sul reddito	(19)	(694)	
Utile netto del periodo - continuing operations	3.771	6.207	
Utile netto del periodo - discontinued operations	441	2.871	
Utile netto	4.212	9.078	

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31.12.2011 ^(a)	31.12.2012	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.403	6.927	524
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.441	2.664	223
Attività immateriali	1.095	1.155	60
Partecipazioni	31.685	32.024	339
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	12.226	3.155	(9.071)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(342)	(330)	12
	53.508	45.595	(7.913)
Capitale di esercizio netto	4.020	4.002	(18)
Fondi per benefici ai dipendenti	(287)	(277)	10
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		15	15
CAPITALE INVESTITO NETTO	57.241	49.335	(7.906)
Patrimonio netto	35.259	40.577	5.318
Indebitamento finanziario netto	21.982	8.758	(13.224)
COPERTURE	57.241	49.335	(7.906)

[a] Dati 2011 Pro-forma a seguito della fusione di Toscana Energia clienti SpA, Agosta Srl, Eni Hellas SpA, Eni Gas&Power Belgium SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° novembre 2012. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012.