



Eni annuncia i risultati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2013

Roma, 13 febbraio 2014 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2013 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari¹

- Utile operativo adjusted: €3,52 miliardi nel trimestre (-29%); €12,62 miliardi nel 2013 (-34%²);
- Utile netto adjusted: €1,30 miliardi nel trimestre (-14%); €4,43 miliardi nel 2013 (-35%²);
- Utile netto: -€0,61 miliardi nel trimestre (+69%); €5,20 miliardi nel 2013 (+24%);
- Cash flow operativo: €3,18 miliardi nel trimestre; €10,97 miliardi nel 2013;
- Leverage a 0,25, stabile rispetto al 2012;
- Dividendo proposto: €1,10 per azione di cui €0,55 già distribuiti come acconto (€1,08 nel 2012);
- Avviato a gennaio 2014 il programma di riacquisto delle azioni Eni.

Highlight operativi

- Produzione d'idrocarburi: 1,619 milioni di boe/giorno media annua, -4,8% rispetto al 2012 (1,577 milioni di boe/giorno nel trimestre, -9,7%) principalmente a causa di fattori geopolitici;
- Stima preliminare delle riserve certe a fine anno: 6,54 miliardi di barili. Tasso di rimpiazzo organico delle riserve: 105%;
- Monetizzate partecipazioni nell'upstream per complessivi €5,6 miliardi: cedute la partecipazione nella joint venture Artic Russia, per il corrispettivo di €2,2 miliardi incassati a gennaio 2014, e il 28,57% di Eni East Africa, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico;
- Incrementate le risorse esplorative di 1,8 miliardi di boe grazie ai successi esplorativi dell'anno, principalmente in Mozambico, Ghana, Congo, Angola, Norvegia, Australia, Pakistan ed Egitto;
- Rinegoziate le condizioni di acquisto dell'85% del gas contrattato a lungo termine;
- Azioni di turnaround nel mid e downstream con effetti migliorativi nella generazione di cassa 2013 per €2 miliardi.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel 2013 Eni ha conseguito risultati solidi in un mercato particolarmente difficile. La nostra divisione E&P, nonostante i problemi in Libia e in Nigeria, ha confermato la sua capacità di generare profitti elevati grazie alla leadership di costo ed agli straordinari successi esplorativi. Il business mid e downstream, penalizzati dalla crisi italiana ed europea, hanno rafforzato le azioni di ristrutturazione conseguendo un rilevante miglioramento della generazione di cassa. Infine la razionalizzazione del portafoglio, resa possibile dalle nuove scoperte, ha permesso una monetizzazione anticipata di risultato e di cassa. L'effetto complessivo di quanto realizzato in un anno difficile ci ha consentito di registrare un utile netto in crescita rispetto al 2012, di pagare un dividendo generoso, di lanciare il programma di riacquisto di azioni proprie, mantenendo un indebitamento costante".

(1) In tutto il comunicato stampa le variazioni dei risultati economici sono calcolate, salvo diversa indicazione, rispetto agli utili delle continuing operations dell'esercizio 2012 considerato che Snam era allora consolidata nei conti del Gruppo Eni e rappresentata come discontinued operations in base all'IFRS 5.

(2) Calcolato con esclusione del contributo di Snam nell'esercizio 2012. Tale contributo è l'utile delle transazioni di Snam con il Gruppo Eni nel 2012 incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.

Highlight finanziari

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2012	2013	Var. %
4.970	3.439	3.521	(29,2)	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(b)		19.798	12.620	(36,3)
4.970	3.439	3.521	(29,2)	Utile operativo adjusted		19.010	12.620	(33,6)
1.518	1.171	1.301	(14,3)	continuing operations senza contributo Snam		7.130	4.433	(37,8)
0,42	0,32	0,36	(14,3)	Utile netto adjusted - continuing operations		1,97	1,22	(38,1)
1,09	0,85	0,98	(10,1)	- per azione (€) ^(c)		5,06	3,24	(36,0)
1.518	1.171	1.301	(14,3)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		6.824	4.433	(35,0)
(1.964)	3.989	(611)	68,9	Utile netto adjusted		4.200	5.196	23,7
(0,54)	1,10	(0,17)	68,5	continuing operations senza contributo Snam		1,16	1,43	23,3
(1,40)	2,91	(0,46)	67,1	Utile netto - continuing operations		2,98	3,80	27,5
3.425			..	- per azione (€) ^(c)		3.590		..
1.461	3.989	(611)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		7.790	5.196	(33,3)
				Utile netto - discontinued operations				
				Utile netto				

(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 2013** Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3,52 miliardi con una flessione del 29,2% rispetto al quarto trimestre 2012, dovuta principalmente alla Divisione Exploration & Production che ha registrato una contrazione del 31,8% (-€1,55 miliardi) a causa di interruzioni straordinarie della produzione e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%).

In uno scenario di perdurante debolezza della domanda europea di commodity, eccesso di offerta e di capacità e forte competizione, gli altri settori Eni hanno evidenziato buoni progressi nelle iniziative di ristrutturazione e contenimento dei costi. La Divisione Gas & Power ha riportato l'utile operativo adjusted di €357 milioni (+€315 milioni rispetto al quarto trimestre 2012) grazie ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva ad esercizi precedenti. Nella Divisione Refining & Marketing e nella Chimica, le azioni di efficienza hanno consentito di attenuare gli effetti negativi dello scenario (maggiori perdite rispettivamente di €88 milioni e €14 milioni).

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una contrazione del risultato del 51,9% dovuta al rallentamento dell'attività e alla minore redditività dei progetti in corso di esecuzione.

Nel **2013** l'utile operativo adjusted è stato di €12,62 miliardi con una flessione del 36,3% (-33,6% escludendo il contributo di Snam alle continuing operations) rispetto al 2012 per effetto degli stessi driver del trimestre e delle perdite straordinarie su commesse registrate dal settore Ingegneria & Costruzioni nella prima parte dell'anno.

Utile netto adjusted

Nel **quarto trimestre 2013** l'utile netto adjusted ammonta a €1,30 miliardi (-14,3%). La diminuzione è dovuta al peggioramento della performance operativa, parzialmente compensato dal miglioramento di circa 7 punti percentuali del tax rate per effetto del contributo proporzionalmente meno rilevante della Divisione Exploration & Production all'utile ante imposte di Gruppo.

Su **base annua**, l'utile netto adjusted di €4,43 miliardi è diminuito del 35% depurando il risultato dell'esercizio di confronto del contributo Snam alle continuing operations. Il tax rate adjusted è aumentato di 7 punti percentuali, riflettendo il contributo proporzionalmente più elevato del settore Exploration & Production, soggetto a maggiori aliquote fiscali.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €3,77 miliardi nel quarto trimestre (€12,75 miliardi nell'anno) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti d'idrocarburi.

Struttura patrimoniale e Cash flow

Nel 2013 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €10.969 milioni (€3.181 milioni nel quarto trimestre) e ha beneficiato di un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (€552 milioni) rispetto a quanto fatto a fine 2012. Il flusso di cassa delle dismissioni di €6.360 milioni ha riguardato l'incasso netto della dismissione del 28,57% di Eni East Africa, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico, al partner cinese CNPC (€3.386 milioni) e lo smobilizzo delle partecipazioni finanziarie Snam e Galp (€2.289 milioni). Tali flussi hanno consentito di coprire quasi integralmente i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.750 milioni) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.949

milioni che comprende il saldo dividendo 2012 e l'acconto 2013) e agli azionisti di minoranza di Saipem (€170 milioni). L'indebitamento finanziario netto³ al 31 dicembre 2013 di €15.428 milioni è sostanzialmente in linea rispetto al 2012, mentre evidenzia un incremento di €282 milioni rispetto al 30 settembre 2013 dovuto all'eccedenza dei fabbisogni per investimenti rispetto al flusso di cassa della gestione che ha beneficiato di maggiori crediti ceduti in factoring con scadenza in successivi reporting period di €940 milioni rispetto a quanto fatto nel terzo trimestre 2013.

Il leverage⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,25 al 31 dicembre 2013, invariato rispetto alla chiusura 2012 (0,24 al 30 settembre 2013).

Dividendo 2013

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,10 per azione⁵ (€1,08 nel 2012) di cui €0,55 distribuiti nel settembre 2013 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,55 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2014 con stacco cedola il 19 maggio 2014.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Esercizio		
2012	2013	2013			2012	2013	Var. %
1.747	1.653	1.577	(9,7)	Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)	1.701	1.619	(4,8)
912	851	816	(10,5)	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	882	833	(5,6)
130	125	118	(9,2)	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	127	122	(3,9)
25,08	18,35	25,56	1,9	Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	95,32	93,17	(2,3)
10,13	8,45	8,75	(13,6)	Vendite di energia elettrica (terawattora)	42,58	35,05	(17,7)
2,55	2,54	2,33	(8,6)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	10,87	9,69	(10,9)

Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2013 la produzione di 1,577 milioni di boe/giorno ha registrato una flessione del 9,7% rispetto al quarto trimestre 2012 a causa del rilevante impatto degli eventi di forza maggiore in Libia e Nigeria. Il contributo degli avvii di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Algeria ed Egitto, hanno parzialmente assorbito l'effetto di fermate programmate e problemi tecnici, rispettivamente nel Mare del Nord e nel Golfo del Messico, e i declini delle produzioni mature. Il calo delle produzioni nell'esercizio 2013 (-4,8%) è dovuto agli stessi driver del trimestre e all'effetto delle dismissioni eseguite a metà 2012.

Gas & Power

Le vendite di gas naturale del quarto trimestre 2013 sono state di 25,56 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 un leggero incremento rispetto al quarto trimestre 2012 (+0,48 miliardi di metri cubi; +1,9%). Le vendite Italia sono aumentate del 5,4% a 10,70 miliardi di metri cubi grazie ai maggiori volumi spot che hanno compensato le minori vendite al settore industriale e residenziale in un quadro di perdurante debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. Le vendite nei mercati europei hanno registrato un lieve calo rispetto al periodo di confronto (-1,4%) principalmente in Benelux e Francia a causa della pressione competitiva; sono aumentati i volumi commercializzati nel Regno Unito per maggiori vendite spot.

Su base annua, le vendite di gas (93,17 miliardi di metri cubi) hanno registrato un calo del 2,3% rispetto al periodo di confronto. Al netto dell'effetto della cessione di Galp, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione. In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,56 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone e Corea.

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2013 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo ha registrato un crollo senza precedenti, attestandosi al di sotto di un dollaro/barile (-81,1% rispetto al quarto trimestre 2012; su base annua il calo è stato del 45,3%) a causa dei fattori di debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, contrazione della domanda di carburanti e crescente com-

[3] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 34.

[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. 34.

[5] 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.

petizione da flussi di prodotto d'importazione. I risultati della raffinazione Eni scontano l'andamento negativo dei differenziali tra il marker di riferimento Brent e i greggi approvvigionati a causa della riduzione dell'offerta di greggi pesanti nell'area del Mediterraneo. Nel quarto trimestre 2013 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia di 1,57 milioni di tonnellate (6,64 milioni di tonnellate su base annua) hanno registrato un crollo del 12,8% rispetto al periodo di confronto (-0,23 milioni di tonnellate; -1,19 milioni di tonnellate, pari al -15,2% nell'anno) per effetto della contrazione dei consumi e della crescente pressione competitiva. La quota di mercato media annua è diminuita di 3,7 punti percentuali a 27,5% nel 2013, dal 31,2% nel 2012, che peraltro beneficiava del contributo dell'iniziativa commerciale "riparti con eni".

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2013 sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9% nel trimestre; +3,3% nell'esercizio).

Sviluppi di business

Nel 2013 Eni ha continuato a investire in maniera selettiva nella crescita futura della produzione di petrolio e gas e nell'azione di turnaround dei business mid e downstream.

Nel settore Exploration & Production l'attività esplorativa dell'anno ha aggiunto 1,8 miliardi di boe alle risorse esplorative dell'Eni, grazie agli importanti risultati ottenuti in Mozambico, con nuove scoperte e l'appraisal nell'Area 4, e nelle aree core del Ghana, Congo, Angola, Norvegia, Australia, Pakistan ed Egitto. In linea con la strategia di creazione di valore per l'azionista, sono stati monetizzati il successo esplorativo in Mozambico attraverso la cessione di un interest del 20% nell'iniziativa al partner cinese CNPC per il corrispettivo di €3,4 miliardi e la partecipazione del 60% in Artic Russia, la joint venture con Gazprom impegnata nello sviluppo di riserve gas in Siberia, per il controvalore di €2,2 miliardi (incassati a gennaio 2014). L'attività di sviluppo dell'anno ha portato all'avvio di 8 giacimenti rilevanti ed è stata ratificata la decisione finale d'investimento di 7 importanti progetti. La produzione è stata penalizzata da diverse interruzioni e blocchi temporanei di attività a causa di fattori geopolitici, in particolare in Libia.

I settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Chimica, maggiormente esposti all'andamento dell'economia europea, hanno intensificato le iniziative di ristrutturazione e ottimizzazione per contenere gli impatti del calo strutturale della domanda, dell'eccesso di offerta/capacità e della pressione competitiva. Nel settore Gas & Power, Eni è impegnata nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term per recuperare competitività e ridurre il rischio di attivazione della clausola take-or-pay. A dicembre è stato raggiunto un accordo di grande importanza con il fornitore di gas olandese.

Nella Refining & Marketing le azioni di efficienza hanno consentito savings di circa €120 milioni e sono in corso azioni di razionalizzazione della capacità di raffinazione quali il progetto di riconversione del sito di Venezia la cui prima fase è attesa in avvio entro il primo semestre 2014.

Nella Chimica prosegue la ristrutturazione dei siti critici, i progetti della chimica verde, e la definizione di joint venture con partner strategici a livello internazionale.

È stata conclusa la cessione delle partecipazioni finanziarie in Snam e Galp, rafforzando la struttura patrimoniale del Gruppo.

Mozambico

Il 26 luglio 2013 è avvenuto il closing della cessione a China National Petroleum Corporation (CNPC) dell'interest del 28,57% in Eni East Africa (EEA), titolare del 70% del permesso minerario relativo all'Area 4 nell'offshore del Mozambico. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship. Il corrispettivo della cessione è stato di €3.386 milioni, ai quali corrisponde una plusvalenza di ammontare quasi analogo a conto economico (€3.359 milioni, €2.994 milioni al netto delle imposte).

La campagna esplorativa dell'anno ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral e un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4 dove nel settembre 2013 è stata fatta la scoperta di Agulha, la decima in ordine di tempo. Il potenziale minerario complessivo dell'Area 4 è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place. Agulha è situato in 2.492 metri d'acqua e ha raggiunto la profondità complessiva di 6.203 metri. Nel 2014 proseguirà l'attività di valutazione delle risorse in particolare del nuovo fronte esplorativo nel quale si prevede la perforazione da due a tre nuovi pozzi.

Russia

È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia, società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi nella regione dello Yamal Nenets (Siberia), tra le quali in particolare il giacimento in produzione di Samburskoye primo sviluppo Eni nell'upstream russo. Il corrispettivo della cessione di €2,16 miliardi (\$2.940 milioni) è stato incassato il 15 gennaio 2014. Nella situazione contabile di preconsuntivo la partecipazione in Artic Russia è stata rivalutata al fair value e classificata come attività destinate alla vendita per effetto del venir meno del controllo congiunto al verificarsi delle condizioni sospensive dell'efficacia dello SPA avvenuto il 20 dicembre 2013; il conto economico consolidato ha beneficiato di una plusvalenza da rivalutazione di € 1.682 milioni. Con questa dismissione Eni monetizza l'investimento giunto a un elevato grado di maturità, continuando a mantenere un forte impegno nell'upstream russo attraverso le

partnership con Novatek, per progetti nell'offshore del Mediterraneo, e con Rosneft per l'esplorazione nell'offshore russo di Mar Nero e Mare di Barents.

Nel giugno 2013 è stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici, e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).

I due partner hanno definito accordi commerciali per forniture di petrolio e attività congiunte nella logistica, compreso un progetto di potenziamento del polo logistico Eni nell'area di Venezia.

Ucraina

Il 27 novembre 2013 è stato firmato un Production Sharing Agreement per l'esplorazione e lo sviluppo di un'area di notevole interesse minerario situata nelle acque convenzionali del Mar Nero ucraino che include le licenze di Abiha, Mayachna e Kavkazka del Pry Kerch block mineralizzate a olio e a gas, nonché la scoperta a olio di Subbotina per una superficie complessiva di 1.400 chilometri quadrati. Eni sarà operatore con una quota del 50%. L'assegnazione delle licenze è attualmente in corso di autorizzazione da parte delle autorità competenti.

Stati Uniti

Il 5 novembre 2013 è stato definito con la società statunitense Quicksilver un accordo di esplorazione e sviluppo di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. Eni acquisirà un interest del 50% nel titolo minerario di Leon Valley (Texas occidentale). Il programma di lavoro prevede la perforazione fino a un massimo di 5 pozzi esplorativi per definire il potenziale minerario dell'area in base al quale sarà definito il piano di sviluppo. Eni investirà fino a \$52 milioni per l'esecuzione delle attività esplorative programmate. L'accordo prevede inoltre l'acquisizione senza costi aggiuntivi della quota del 50% posseduta da Quicksilver in un titolo limitrofo.

Nel marzo 2013 nell'ambito del bid internazionale Central Gulf of Mexico Lease Sale 227, sono stati acquisiti i diritti esplorativi su cinque blocchi offshore situati nelle aree ad alto potenziale di Mississippi Canyon e Desoto Canyon. L'assegnazione dei blocchi è attualmente in corso di autorizzazione da parte delle Autorità competenti.

Kazakhstan

L'11 settembre 2013 a seguito del completamento, test e consegna di tutti gli impianti è stata avviata la produzione del first oil del giacimento giant di Kashagan.

Nell'ottobre 2013 la produzione è stata interrotta a causa di un problema tecnico alla pipeline, che trasporta il gas acido dagli impianti offshore a quelli onshore, senza alcun impatto sull'ambiente e alla comunità circostante. Sono iniziate le operazioni di riparazione e per il 2014 è stato assunto un contributo prudenziale al profilo produttivo eni. Si prevede dal 2015 il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato.

Congo

Nel settembre 2013 è stato acquisito con il ruolo di operatore il blocco esplorativo Ngolo, nel bacino geologico della Cuvette, in joint venture con la compagnia di Stato congolese Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC). Il programma esplorativo avrà durata decennale. Il bacino della Cuvette rappresenta un tema di frontiera dell'esplorazione in Africa.

Norvegia

Nell'anno Eni si è aggiudicato l'operatorship nelle licenze esplorative PL 717, PL 712 e PL 716, con una quota del 40%, e PL 697 (Eni 65%) nonché la partecipazione del 30% nella licenza PL 714.

Mare di Timor

Nell'aprile 2013 Eni si è aggiudicato un permesso di esplorazione (Production Sharing Contract) relativo a un'area di 662 chilometri quadrati nel Mare di Timor all'interno della Joint Petroleum Development Area (JPDA), gestita congiuntamente dall'Australia e da Timor-Leste. Il PSC prevede l'impegno alla perforazione di due pozzi esplorativi nel corso dei primi due anni e l'opzione per altri due pozzi.

Cipro

Nel gennaio 2013 sono stati firmati con le Autorità di Cipro i contratti di Exploration and Production Sharing per i Blocchi 2, 3 e 9 situati nelle acque profonde del Bacino del Levantino, per una superficie complessiva di 12.530 chilometri quadrati, segnando così l'ingresso di Eni nel Paese.

Egitto

Nell'ambito del bid internazionale EGAS 2012, è stata acquisita una licenza esplorativa (Blocco 9) nelle acque profonde egiziane del Mediterraneo orientale.

Vietnam

Nel febbraio 2013 è stato firmato con la compagnia petrolifera di stato vietnamita Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) un accordo per la valutazione congiunta del potenziale di risorse non convenzionali nel Paese.

Versalis

Nel 2013 la controllata Versalis, attiva nella chimica, ha continuato il processo di espansione nei mercati in crescita del sud-est asiatico attraverso la costituzione di una joint venture con la società sudcoreana Lotte Chemical e la definizione di uno shareholder agreement con la compagnia malese Petronas. Gli accordi riguardano lo sviluppo di attività produttive congiunte nei business degli stirenici e degli elastomeri.

Avvii produttivi

Nel 2013, in linea con i piani produttivi sono stati avviati i seguenti principali progetti:

- (i) in Algeria, il giacimento MLE-CAFC (Eni 75%), con un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016 e il giacimento El Merk (Eni 12,25%), con picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni previsto nel 2015;
- (ii) in Angola, l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas;
- (iii) in Nigeria, nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore), il progetto offshore Abo-Fase 3;
- (iv) in Venezuela, l'accelerated early production del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco. La produzione della fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015;
- (v) in Norvegia, il giacimento offshore di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni);
- (vi) in Regno Unito, il giacimento offshore Jasmine (Eni 33%), con un picco produttivo stimato in 117 mila boe/giorno (circa 39 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2014.

Attività esplorativa

Nel 2013, l'attività esplorativa ha riguardato principalmente:

- (i) Egitto, nella development lease di Meleiha (Eni 56%) con tre scoperte near field mineralizzate a olio e gas nonché con la scoperta a olio di Rosa North-1X. Le attività di perforazione di sviluppo di Rosa North-1X sono in corso. Il giacimento sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area. Ulteriori due scoperte near field mineralizzate a olio sono state effettuate nell'area di Belayim (Eni 100%);
- (ii) Angola, nel Blocco offshore 15/06 (Eni 35%, operatore) con la scoperta a olio di Vandumbu 1;
- (iii) Congo, nel Blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nene Marine nonché l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Litchendjili Marine. Complessivamente il potenziale minerario delle scoperte è stimato in 2,5 miliardi di boe in place;
- (iv) Mozambico, oltre alla recente scoperta di Agulha, con i pozzi di delineazione Coral 3, Mamba Sud 3 e Mamba Nord Est 3. Le nuove scoperte consentono di stimare il potenziale dell'Area 4 fino a 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place;
- (v) Ghana, con il pozzo di appraisal Sankofa East-2A, che ha confermato l'elevato potenziale a olio nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore). Si stima il potenziale complessivo della scoperta a olio di Sankofa East in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili;
- (vi) Pakistan, con la scoperta onshore a gas di Lundali 1 nella concessione Sukhpur (Eni 45%, operatore) con un potenziale produttivo superiore ai 3 mila boe/giorno e con la scoperta a gas di Bhadra North-2 (Eni 40%);
- (vii) Norvegia, nella PL532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Skavl, e la scoperta a gas e condensati di Smørbuklk nella licenza PL479 (Eni 19,6%);
- (viii) Nigeria, con l'appraisal del giacimento a olio di Zabazaba nel blocco OPL 245 (Eni 50%, operatore);
- (ix) Australia, con la scoperta Evans Shoal North-1 nel permesso NT/P48 (Eni 32,5%) nel Mare di Timor che ha consentito di individuare un reservoir con un potenziale di circa 226 miliardi di metri cubi di gas in place.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2014-2017 saranno l'oggetto della strategy presentation programmata in data odierna.

L'outlook 2014 è caratterizzato da un moderato rafforzamento della ripresa economica globale sulla quale tuttavia pesano le incertezze dovute alla debole crescita in Europa e ai rischi delle economie emergenti. Il prezzo del petrolio è previsto rimanere su valori sostenuti per effetto dei rischi geopolitici e dei conseguenti problemi produttivi in alcuni importanti Paesi, in un quadro di bilanciamento della domanda e dell'offerta di greggio. Lo scenario competitivo rimarrà sfidante a causa del perdurare dei deboli fondamentali nelle industrie europee del gas, della raffinazione e della chimica. In questi settori il management non prevede alcun apprezzabile recupero della domanda, mentre la concorrenza e l'eccesso di offerta/capacità eserciteranno una forte pressione sui margini. Sulla base di tale outlook, il management conferma le strategie mirate al progressivo riequilibrio economico e finanziario nei settori G&P, R&M e nella Chimica grazie al contenimento dei costi, la rinegoziazione dei contratti gas di lungo termine, le ristrutturazioni/riconversioni di capacità e l'innovazione commerciale e di prodotto.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione d'idrocarburi:** è prevista sostanzialmente in linea rispetto al 2013 al netto dell'effetto della cessione dell'interest Eni nella joint venture Artic Russia;
- **vendite di gas:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2013. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in leggera riduzione rispetto al 2013 per effetto dell'entrata a regime dell'unità a tecnologia Eni Slurry (EST) presso il sito di Sannazzaro che compenserà minori volumi dovuti alla riduzione di capacità;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2013 a causa dell'attesa contrazione della domanda in Italia e degli effetti delle azioni di riorganizzazione della rete in Italia ed Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il 2014 sarà un anno di transizione con un ritorno alla profittabilità la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

Nel 2014 il management prevede un livello di spending per gli investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2013 (€12,75 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,32 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2013). Il leverage a fine 2014, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 104 \$/barile, è previsto sostanzialmente in linea con il livello di fine 2013 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 2013, non sottoposti a revisione contabile.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al quarto e al terzo trimestre 2013 e al quarto trimestre 2012 e agli esercizi 2013 e 2012. 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 2013, nonché al 31 dicembre 2012. 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 2013 sono gli stessi adottati per la redazione della relazione finanziaria annuale 2012 e della relazione finanziaria semestrale 2013, ai quali si rinvia.

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, buy-back, 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 all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. 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 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. 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 rischio e di 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

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 – +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

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 dell'esercizio 2013 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2013

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
32.523	29.423	26.323	(19,1)	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	127.220	115.022	(9,6)
1.650	3.303	306	(81,5)	Utile operativo - continuing operations	15.071	8.902	(40,9)
560	(5)	385		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(17)	716	
2.760	141	2.830		Esclusione special item	4.744	3.002	
4.970	3.439	3.521	(29,2)	Utile operativo adjusted - continuing operations	19.798	12.620	(36,3)
				Dettaglio per settore di attività			
4.867	3.917	3.321	(31,8)	Exploration & Production	18.537	14.646	(21,0)
42	(356)	357	..	Gas & Power	356	(662)	..
(7)	(61)	(95)	..	Refining & Marketing	(321)	(482)	(50,2)
(116)	(111)	(130)	(12,1)	Versalis	(483)	(386)	20,1
320	238	154	(51,9)	Ingegneria & Costruzioni	1.474	(84)	..
(80)	(52)	(51)	36,3	Altre attività	(222)	(210)	5,4
(82)	(92)	(81)	1,2	Corporate e società finanziarie	(325)	(331)	(1,8)
26	(44)	46		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	782	129	
4.970	3.439	3.521	(29,2)	Utile operativo adjusted continuing operations senza contributo Snam	19.010	12.620	(33,6)
(202)	(104)	(215)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(1.145)	(801)	
82	217	127		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	915	816	
(3.267)	(2.251)	(2.078)		Imposte sul reddito ^(b)	(11.694)	(8.398)	
67,4	63,4	60,5		Tax rate (%)	59,8	66,5	
1.583	1.301	1.355	(14,4)	Utile netto adjusted - continuing operations	7.874	4.237	(46,2)
(1.964)	3.989	(611)	68,9	Utile netto di competenza azionisti Eni continuing operations	4.200	5.196	23,7
340	(1)	235		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(23)	444	
3.142	(2.817)	1.677		Esclusione special item	2.953	(1.207)	
1.518	1.171	1.301	(14,3)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni continuing operations	7.130	4.433	(37,8)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni discontinued operations	195	..	
1.518	1.171	1.301	(14,3)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	7.325	4.433	(39,5)
1.518	1.171	1.301	(14,3)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni continuing operations senza contributo Snam	6.824	4.433	(35,0)
				Utile netto di competenza azionisti Eni continuing operations			
(0,54)	1,10	(0,17)	68,5	per azione (€)	1,16	1,43	23,3
(1,40)	2,91	(0,46)	67,1	per ADR (\$)	2,98	3,80	27,5
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni continuing operations			
0,42	0,32	0,36	(14,3)	per azione (€)	1,97	1,22	(38,1)
1,09	0,85	0,98	(10,1)	per ADR (\$)	5,06	3,24	(36,0)
3.622,8	3.622,8	3.622,8		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(c)	3.622,8	3.622,8	
2.107	3.036	3.181	51,0	Flusso di cassa netto da attività operativa continuing operations	12.356	10.969	(11,2)
				Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	15	..	
2.107	3.036	3.181	51,0	Flusso di cassa netto da attività operativa	12.371	10.969	(11,3)
3.890	3.053	3.766	(3,2)	Investimenti tecnici - continuing operations	12.761	12.750	(0,1)

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

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
110,02	110,37	109,27	(0,7)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,58	108,66	(2,6)
1,297	1,324	1,361	4,9	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,285	1,328	3,3
84,83	83,36	80,29	(5,4)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	86,83	81,82	(5,8)
2,54	2,14	0,48	(81,1)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,83	2,64	(45,3)
2,83	1,69	0,64	(77,4)	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	4,94	2,60	(47,4)
1,96	1,62	0,35	(82,1)	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,76	1,99	(47,1)
10,49	10,11	10,95	4,4	Prezzo gas NBP ^(d)	9,48	10,64	12,2
0,2	0,2	0,2		Euribor - a tre mesi (%)	0,6	0,2	(66,7)
0,3	0,3	0,2	(33,3)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,4	0,3	(25,0)

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

Risultati di Gruppo

Nel **quarto trimestre 2013** Eni ha registrato la **perdita netta di competenza dei propri azionisti** delle continuing operations di €611 milioni. Questa riflette la rilevazione di circa €2,3 miliardi di svalutazioni d'immobilizzazioni materiali e avviamenti commerciali nei settori Gas & Power e Refining & Marketing a causa delle ridotte prospettive di redditività dovute al calo strutturale della domanda e al deterioramento dello scenario competitivo, e svalutazioni di attività per imposte differite di circa €1,4 miliardi valutate non più recuperabili in relazione alle proiezioni di minori imponibili delle attività in Italia e ai rinnovi di alcuni contratti petroliferi. Questi oneri straordinari sono stati parzialmente assorbiti dal provento da rivalutazione della partecipazione nella società Artic Russia pari a €1.682 milioni a seguito dell'accordo di cessione con Gazprom, perfezionato nel gennaio 2014. La gestione operativa è stata penalizzata dall'apprezzamento dell'euro e dal calo produttivo dovuto a eventi di forza maggiore nella E&P e dalla flessione dei prezzi e dei margini di vendita nei business del gas e della raffinazione nonché della vendita di prodotti petroliferi, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento del gas di lungo termine e dalle azioni di efficienza. La redditività di Saipem è ancora su livelli inferiori rispetto al 2012.

La perdita netta del quarto trimestre 2013 è inferiore di circa due terzi rispetto al periodo di confronto (€1.964 milioni la perdita del quarto trimestre 2012).

Nell'**esercizio 2013 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni** delle continuing operations ammonta a €5.196 milioni con un incremento del 23,7% rispetto al consuntivo 2012 (+€996 milioni).

L'utile operativo del 2013 ha registrato una contrazione del 40,9% che riflette i trend di business descritti nel commento ai risultati del trimestre e le perdite straordinarie su commessa rilevate da Saipem nella prima parte dell'esercizio, attenuati da minori svalutazioni e oneri di ristrutturazione. Il peggioramento operativo è stato più che compensato dalla rilevazione di importanti plusvalenze da cessione e rivalutazione relative all'operazione in Mozambico (€2.994 milioni al netto del relativo effetto fiscale) e al disinvestimento della partecipazione in Artic Russia (€1.682 milioni).

Nel quarto trimestre 2013 l'utile operativo adjusted è stato di €3.521 milioni con una flessione del 29,2% rispetto al quarto trimestre 2012. L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.301 milioni con una diminuzione del 14,3% (-€217 milioni). L'utile netto adjusted è stato ottenuto escludendo la perdita netta di magazzino di €235 milioni e special item costituiti da oneri netti di €1.677 milioni, con una rettifica complessiva positiva di €1.912 milioni.

Nell'esercizio 2013 l'utile operativo adjusted è stato di €12.620 milioni con una contrazione del 36,3% rispetto al 2012, che si ridetermina nel 33,6% depurando il 2012 del contributo Snam alle continuing operations. L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni da continuing operations di €4.433 milioni è diminuito di €2.697 milioni rispetto al 2012 (-37,8%), ovvero -35% escludendo dal periodo di confronto il contributo Snam alle continuing operations. L'utile netto adjusted è stato ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €444 milioni e special item costituiti da proventi netti di €1.207 milioni, con una rettifica complessiva negativa di €763 milioni.

Gli special item dell'utile operativo⁶ (€2.830 milioni nel trimestre; €3.002 milioni nell'anno) comprendono: (i) svalutazioni d'impianti di generazione elettrica, raffinazione, goodwill e altri avviamenti commerciali per €2.285 milioni nel trimestre (€2.400 milioni nell'anno) nei settori Gas & Power e Refining & Marketing, a causa delle ridimensionate prospettive di redditività dei business in

[6] 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 delle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria.

considerazione del calo strutturale della domanda, eccesso d'offerta e di capacità, crescente pressione competitiva e altri svantaggi di costo. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica; (ii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €88 milioni e di €315 milioni nel trimestre e nell'anno rispettivamente); (iii) accantonamenti per incentivazione all'esodo per €241 milioni nel trimestre (€270 milioni nell'anno); (iv) accantonamenti ambientali (€145 milioni e €205 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'anno) e altri accantonamenti netti (€334 milioni su base annua). Tali oneri sono stati parzialmente compensati da plusvalenze da cessione di asset non strategici nel settore Exploration & Production (€241 milioni e €327 milioni nel trimestre e nell'anno rispettivamente) e della riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio delle formule prezzo delle commodity (proventi per €40 milioni e €195 milioni nel trimestre e nell'esercizio rispettivamente).

Gli special item non operativi includono oltre alla plusvalenza sulla cessione del 28,57% di Eni East Africa (€2.994 milioni al netto dei relativi oneri fiscali), la plusvalenza da rivalutazione della partecipazione del 60% nella società Artic Russia a seguito dell'accordo di cessione definito con Gazprom (€1.682 milioni). Altri proventi minori sono stati ottenuti dallo smobilizzo dell'8,19% del capitale sociale di Galp pari a €98 milioni, di cui €66 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione, e dell'11,69% del capitale sociale Snam (€75 milioni, di cui €8 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione). 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 pari a €954 milioni valutate non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri, e d'imposte differite attive di €490 milioni relative al rinnovo di alcuni contratti petroliferi.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nell'esercizio 2013 è stato determinato dalla minore performance operativa registrata in tutti i settori di attività.

Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2013 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €3.321 milioni che evidenzia una riduzione del 31,8% rispetto al quarto trimestre 2012 a causa della minore produzione venduta penalizzata da eventi geopolitici, del calo dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas naturale (-0,4% e -2,9% rispettivamente) e dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-€230 milioni). L'utile netto adjusted di €1.189 milioni del quarto trimestre 2013 è diminuito del 33,7% per effetto del peggioramento della performance operativa. Nel 2013 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €14.646 milioni (-21%) per gli stessi driver del trimestre. L'utile netto adjusted è pari a €5.954 milioni (-19,8%).

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2013 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €357 milioni con un miglioramento di €315 milioni rispetto al quarto trimestre 2012 dovuto ai benefici della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term, in parte relativi all'esercizio precedente. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal continuo deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda e la pressione competitiva in un contesto di oversupply, e i margini negativi nella produzione di energia elettrica.

L'utile netto adjusted del settore nel quarto trimestre 2013 è stato pari a €241 milioni con un miglioramento di €327 milioni rispetto al quarto trimestre 2012.

Nel 2013 il settore Gas & Power ha registrato un peggioramento di €1.018 milioni con una perdita operativa adjusted di €662 milioni a fronte dell'utile operativo adjusted di €356 milioni del 2012. Gli altri driver del peggioramento sono gli stessi del trimestre. Il settore ha chiuso l'esercizio con la perdita netta adjusted di €246 milioni, con un peggioramento di €719 milioni rispetto al 2012, penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2013 il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €95 milioni con un peggioramento di €88 milioni rispetto al quarto trimestre 2012 (che chiudeva con una perdita di €7 milioni) per effetto del crollo del margine di raffinazione a causa della debole domanda di prodotti raffinati e dell'eccesso di capacità, i cui effetti sono stati amplificati dal restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto al marker Brent a causa della riduzione dell'offerta nell'area Mediterraneo. L'andamento negativo dello scenario è stato attenuato dalle misure di efficienza e di ottimizzazione. I risultati dell'attività Marketing sono stati penalizzati dalla contrazione dei consumi di carburanti e dall'inasprirsi della pressione competitiva. La perdita netta adjusted si attesta a €3 milioni con un peggioramento di €26 milioni rispetto al quarto trimestre 2012 che chiudeva con un utile di €23 milioni.

Nel 2013 il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €482 milioni con un peggioramento di €161 milioni, pari al 50,2% (-€321 milioni la perdita registrata nel 2012) per effetto degli stessi driver del trimestre. La perdita netta adjusted ammonta a €232 milioni per effetto del peggioramento della performance operativa (-29,6% rispetto al 2012).

Versalis

Nel quarto trimestre 2013 il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €130 milioni con un leggero peggioramento (-€14 milioni) rispetto al quarto trimestre 2012 che sconta la perdurante debolezza della domanda di commodity plastiche dovuta all'andamento congiunturale e alla competizione dai produttori asiatici con effetti depressivi sui margini unitari e sui volumi di vendita. La perdita netta adjusted ha registrato un miglioramento di €12 milioni, pari al 9,4% (da una perdita netta di €128 milioni nel quarto trimestre 2012 a €116 milioni nel quarto trimestre 2013).

Nell'anno 2013 la perdita operativa adjusted di €386 milioni ha registrato un miglioramento di €97 milioni, pari al 20,1%, dovuto alla circostanza che i margini sul cracker registrarono un crollo nella prima metà del 2012. La perdita netta adjusted è diminuita del 14,4% rispetto al 2012, attestandosi a €338 milioni.

Ingegneria & Costruzioni

Nel quarto trimestre 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un utile operativo adjusted di €154 milioni con una flessione del 51,9% rispetto al quarto trimestre 2012 a causa del rallentamento dell'attività e della minore redditività dei progetti in corso di esecuzione. L'utile netto adjusted è stato di €85 milioni con una riduzione di €169 milioni rispetto al periodo di confronto.

Su base annua il settore ha registrato una drastica contrazione di redditività chiudendo con la perdita operativa adjusted di €84 milioni rispetto all'utile operativo di €1.474 milioni del 2012 a causa delle difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore. Nel 2013 la perdita netta adjusted di €269 milioni [-€1.380 milioni rispetto all'utile di €1.111 milioni del 2012] riflette le citate revisioni di stima. Per ulteriori informazioni si veda pag. 16.

Stato patrimoniale riclassificato⁷

(€ milioni)

	31 dic. 2012	30 sett. 2013	31 dic. 2013	Var. ass. vs. 31 dic. 2012	Var. ass. vs. 30 sett. 2013
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	63.466	63.785	62.508	(958)	(1.277)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.557	2.571	33	14
Attività immateriali	4.487	4.425	3.877	(610)	(548)
Partecipazioni	9.347	7.476	6.961	(2.386)	(515)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.457	1.574	1.607	150	33
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.142)	(1.152)	(1.212)	(70)	(60)
	80.153	78.665	76.312	(3.841)	(2.353)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	8.496	8.690	7.883	(613)	(807)
Crediti commerciali	19.966	18.615	21.221	1.255	2.606
Debiti commerciali	(14.993)	(13.720)	(15.533)	(540)	(1.813)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.204)	(2.923)	(3.008)	196	(85)
Fondi per rischi e oneri	(13.603)	(12.858)	(13.167)	436	(309)
Altre attività (passività) d'esercizio	2.473	2.659	2.026	(447)	(633)
	(865)	463	(578)	287	(1.041)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.374)	(1.398)	(1.245)	129	153
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	155	25	2.154	1.999	2.129
CAPITALE INVESTITO NETTO	78.069	77.755	76.643	(1.426)	(1.112)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.060	59.683	58.251	(809)	(1.432)
Interessenze di terzi	3.498	2.926	2.964	(534)	38
Patrimonio netto	62.558	62.609	61.215	(1.343)	(1.394)
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.146	15.428	(83)	282
COPERTURE	78.069	77.755	76.643	(1.426)	(1.112)
Leverage	0,25	0,24	0,25		0,01

La situazione patrimoniale di chiusura del 2013 ha risentito dell'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2012 (cambio EUR/USD 1,379 al 31 dicembre 2013, contro 1,319 al 31 dicembre 2012, +4,5%) che ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2013, una riduzione del capitale investito netto di €2.515 milioni, del patrimonio netto di €1.871 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €644 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€76.312 milioni) è diminuito di €3.841 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto della riduzione della voce "Partecipazioni" a seguito della cessione delle partecipazioni in Snam e Galp (€2.289 milioni), degli ammortamenti e svalutazioni (€11.702 milioni) dell'esercizio, parzialmente compensati dagli investimenti tecnici (€12.750 milioni).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** comprendono la partecipazione nella joint venture Artic Russia valutata al fair value di €2.131 milioni sulla base del prezzo di cessione Gazprom, il cui closing è avvenuto a metà gennaio 2014.

Il **capitale di esercizio netto** (-€578 milioni) è aumentato di €287 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto principalmente: (i) degli utilizzi netti dei fondi rischi (+€436 milioni); (ii) dell'incremento del saldo crediti/debiti commerciali (+€715 milioni); (iii) della riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto (-€196 milioni) per effetto dello stanziamento di minori imposte nette rispetto ai pagamenti e alle svalutazioni di differite attive. Tali incrementi sono stati in parte compensati dalla riduzione delle rimanenze di prodotti petroliferi e di gas naturale (-€613 milioni).

(7) 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 comprese le interessenze di terzi (€61.215 milioni) è diminuito di €1.343 milioni rispetto al 31 dicembre 2012. Tale variazione riflette l'utile complessivo di periodo di €2.952 milioni, dato dall'utile di conto economico di €5.000 milioni parzialmente compensato dalle differenze di cambio da conversione negative rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo (€1.871 milioni), che è stato quasi interamente assorbito dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.295 milioni (dividendi agli azionisti Eni per €3.949 milioni, incluso l'acconto dividendo sull'esercizio 2013, e dividendi ai non-controlling interest di Saipem e altre entità minori).

Rendiconto finanziario riclassificato⁸

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio		
				2012	2013	Var. ass.
(1.899)	4.119	(557)	Utile netto - continuing operations	4.944	5.000	56
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
5.274	2.053	2.911	- ammortamenti e altri componenti non monetari	11.349	9.578	(1.771)
(136)	(3.336)	(235)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(875)	(3.739)	(2.864)
3.350	2.748	2.506	- dividendi, interessi e imposte	11.925	9.180	(2.745)
(1.372)	(363)	795	Variazione del capitale di esercizio	(3.373)	409	3.782
(3.110)	(2.185)	(2.239)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(11.614)	(9.459)	2.155
2.107	3.036	3.181	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.356	10.969	(1.387)
			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	15		(15)
2.107	3.036	3.181	Flusso di cassa netto da attività operativa	12.371	10.969	(1.402)
(3.890)	(3.053)	(3.766)	Investimenti tecnici - continuing operations	(12.761)	(12.750)	11
			Investimenti tecnici - discontinued operations	(756)		756
(3.890)	(3.053)	(3.766)	Investimenti tecnici	(13.517)	(12.750)	767
(56)	(40)	(101)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(569)	(317)	252
4.338	3.545	350	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.014	6.360	346
458	(199)	(90)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(136)	(253)	(117)
2.957	3.289	(426)	Free cash flow	4.163	4.009	(154)
(46)	(4.556)	(381)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(83)	(3.983)	(3.900)
(903)	1.481	86	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	5.947	1.778	(4.169)
(102)	(2.039)		Flusso di cassa del capitale proprio	(3.746)	(4.231)	(485)
(8)	(9)	(7)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(16)	(50)	(34)
1.898	(1.834)	(728)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	6.265	(2.477)	(8.742)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio		
				2012	2013	Var. ass.
2.957	3.289	(426)	Free cash flow	4.163	4.009	(154)
		(15)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)	(21)	(19)
12.449	(16)		Debiti e crediti finanziari società disinvestite	12.446	(16)	(12.462)
(11.198)	112	159	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(340)	342	682
(102)	(2.039)		Flusso di cassa del capitale proprio	(3.746)	(4.231)	(485)
4.106	1.346	(282)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	12.521	83	(12.438)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €10.969 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €6.360 milioni hanno coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.750 milioni) e finanziari (€317 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.231 milioni (€1.993 milioni relativi all'acconto dividendo 2013 agli azionisti Eni), determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €83 milioni rispetto al 31 dicembre 2012. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato del maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (+€552 milioni, €2.755 milioni nell'esercizio 2013 rispetto ai €2.203 milioni a fine 2012). Le dismissioni hanno riguardato principalmente il 28,57% di Eni East Africa, titolare del 70% dei diritti minerari dell'Area 4 di scoperta in Mozambico, alla compagnia cinese China National Petroleum Corporation (€3.386 milioni), l'11,69% del capitale sociale di Snam (€1.459 milioni), l'8,19% del capitale sociale di Galp (€830 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production.

(8) Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory 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 GAAP. Il free cash flow è una misura di performance NON-GAAP.

Altre informazioni

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha preso altresì atto del preconsuntivo 2013 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €4.410 milioni (€9.078 milioni nel 2012). Il decremento di €4.668 milioni è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2012 vennero rilevati maggiori proventi netti su partecipazioni connessi in particolare alle plusvalenze realizzate sulle cessioni di alcune partecipazioni e alla flessione nel 2013 del risultato operativo dovuto essenzialmente alle Divisioni Gas & Power e Refining & Marketing.

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 2013 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Procedimenti Consob

In relazione alle contestazioni Consob sul bilancio Saipem 2012 il restatement operato dalla società ex IAS 8, paragrafo 42 "Errori", non è stato riflesso nei valori del bilancio consolidato Eni in quanto la rettifica operata da Saipem non è significativa ai fini del bilancio consolidato Eni: la rettifica operata da Saipem riguarda l'attribuzione alla competenza dell'esercizio 2012 di €245 milioni di oneri, privi di effetto fiscale, originariamente attribuiti alla competenza dell'esercizio 2013. Adeguata informativa sarà fornita nella relazione finanziaria annuale 2013 la cui pubblicazione è prevista entro metà aprile 2014.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2013.

Exploration & Production

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio			
					2012	2013	Var. %	
9.249	8.066	7.590	(17,9)	Ricavi della gestione caratteristica	35.881	31.274	(12,8)	
4.552	3.935	3.544	(22,1)	Utile operativo	18.470	14.915	(19,2)	
315	(18)	(223)		Esclusione special item:	67	(269)		
458	2	(22)		- svalutazioni di asset e altre attività	550	19		
(129)	(21)	(241)		- plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(327)		
7		7		- accantonamenti a fondo rischi	7	7		
(2)		42		- oneri per incentivazione all'esodo	6	52		
(1)	(1)	(1)		- derivati su commodity	1	(2)		
4	9	(2)		- differenze e derivati su cambi	(9)	(2)		
(22)	(7)	(6)		- altro	54	(16)		
4.867	3.917	3.321	(31,8)	Utile operativo adjusted	18.537	14.646	(21,0)	
(63)	(68)	(71)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	(264)		
(40)	32	52		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	436	367		
(2.971)	(2.227)	(2.113)		Imposte sul reddito ^(a)	(11.283)	(8.795)		
62,4	57,4	64,0		Tax rate [%]	60,3	59,6		
1.793	1.654	1.189	(33,7)	Utile netto adjusted	7.426	5.954	(19,8)	
				I risultati includono:				
2.495	1.933	2.046	(18,0)	- ammortamenti e svalutazioni di asset	8.535	7.830	(8,3)	
				di cui:				
459	425	420	(8,5)	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.835	1.736	(5,4)	
336	332	300	(10,7)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.457	1.362	(6,5)	
123	93	120	(2,4)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	378	374	(1,1)	
3.142	2.537	3.045	(3,1)	Investimenti tecnici	10.307	10.475	1,6	
				di cui:				
403	358	367	(8,9)	- ricerca esplorativa ^(b)	1.850	1.669	(9,8)	
				Produzioni^(c) (d)				
912	851	816	(10,5)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	882	833	(5,6)
130	125	118	(9,2)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	122	(3,9)
1.747	1.653	1.577	(9,7)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.701	1.619	(4,8)
				Prezzi medi di realizzo				
101,38	101,39	101,00	(0,4)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	102,58	99,44	(3,1)
264,22	255,97	256,65	(2,9)	Gas naturale	(\$/kmc)	251,67	256,57	1,9
74,04	71,90	74,73	0,9	Idrocarburi	(\$/boe)	73,39	71,87	(2,1)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
110,02	110,37	109,27	(0,7)	Brent dated	(\$/bbl)	111,58	108,66	(2,6)
84,83	83,36	80,29	(5,4)	Brent dated	(€/bbl)	86,83	81,82	(5,8)
88,09	105,80	97,38	10,5	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	94,16	97,90	4,0
3,40	3,56	3,84	12,9	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	2,75	3,72	35,3

(a) Escludono gli special item.

(b) Include costi di acquisizione di licenze e bonus di firma.

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

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

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2013** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3.321 milioni con una riduzione di €1.546 milioni rispetto al quarto trimestre 2012, pari al 31,8%, per effetto della minore produzione venduta, sulla quale hanno pesato le interruzioni straordinarie in Libia e Nigeria, dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%) attraverso la conversione in euro dei risultati delle consociate estere aventi il dollaro come moneta funzionale.

L'utile netto adjusted di €1.189 milioni è diminuito di €604 milioni, pari al 33,7%, rispetto al quarto trimestre 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa e dell'aumento di circa due punti percentuali del tax rate. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori proventi su partecipazioni.

Nel **2013** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €14.646 milioni con una riduzione di €3.891 milioni rispetto all'esercizio 2012, pari al 21%, a causa della minore produzione venduta, dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3,3%) e del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -2,1%).

L'utile netto adjusted di €5.954 milioni è diminuito di €1.472 milioni, pari al 19,8%, rispetto al 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni.

Gli special item dell'utile operativo (proventi netti di €223 milioni e €269 milioni rispettivamente nel trimestre e nel 2013) hanno riguardato plusvalenze da cessione di asset marginali (€241 milioni e €327 milioni nei due periodi di confronto), oneri per incentivazione all'esodo (€42 milioni nel trimestre e €52 milioni su base annua) e svalutazioni di minore entità che hanno riguardato proprietà oil&gas a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive (provento netto di €22 milioni nel trimestre; onere netto di €19 milioni nell'anno).

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2013** la produzione di idrocarburi è stata di 1,577 milioni di boe/giorno (1,619 milioni di boe/giorno nel 2013) in riduzione del 9,7% rispetto al quarto trimestre 2012 (-4,8% rispetto all'esercizio 2012). Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore in Libia e Nigeria con impatti rilevanti e dai disinvestimenti del 2012 (nel confronto con l'anno), mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività della piattaforma Elgin/Franklin nel Regno Unito non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Il contributo degli avvii di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Algeria ed Egitto, hanno parzialmente assorbito l'effetto di fermate programmate e problemi tecnici, rispettivamente nel Mare del Nord e nel Golfo del Messico, e i declini delle produzioni mature.

La quota di produzione estera è stata dell'88% nel trimestre (89% nell'anno).

La produzione di petrolio (816 mila barili/giorno) è diminuita di 96 mila barili/giorno, pari al 10,5%, principalmente a causa delle minori produzioni in Libia e Nigeria, delle fermate programmate e del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Egitto e Algeria.

La produzione di gas naturale (118 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 12 milioni di metri cubi/giorno rispetto al quarto trimestre 2012 (-9,2%). Il contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Algeria e Regno Unito è stato più che compensato dalle minori produzioni in Libia, dalle fermate a seguito di problemi tecnici nel Golfo del Messico e dal declino delle produzioni mature.

Nel **2013** la produzione di petrolio (833 mila barili/giorno) è diminuita di 49 mila barili/giorno, pari al 5,6%, principalmente a causa delle minori produzioni in Libia e Nigeria, delle fermate programmate e straordinarie nonché dai declini di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Algeria e Regno Unito e dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (122 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 5 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2012 (-3,9%). Le minori produzioni in Nigeria, le fermate programmate e straordinarie nonché il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo in particolare in Algeria e Regno Unito.

Riserve certe di idrocarburi (dati preliminari)

		Esercizio		Var. %
		2012	2013	
Riserve certe^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.350	3.227	(3,7)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	593	514	(13,3)
Idrocarburi	(milioni di boe)	7.166	6.535	(8,8)
<i>di cui: Italia</i>		524	499	(4,8)
<i> Estero</i>		6.642	6.036	(9,1)
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	1.806	1.866	3,3
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	266	243	(8,6)
Idrocarburi	(milioni di boe)	3.516	3.427	(2,5)

(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 2012		7.166
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito e altro		
<i>di cui:</i>		621
<i>- Effetto prezzo</i>		14
Produzione		(591)
Tasso di rimpiazzo organico	(%)	105
Portfolio		(661)
Riserve certe al 31 dicembre 2013		6.535

Nel 2013 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono state di 621 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico del 105%.

Le promozioni beneficiano di un marginale effetto prezzo positivo di 14 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent di riferimento da 111 \$/barile nel 2012 a 108 \$/barile del 2013.

Le cessioni hanno riguardato principalmente le dismissioni relative agli asset Russi (-652 milioni di boe) e altri asset nel Regno Unito (-13 milioni di boe).

Le acquisizioni si riferiscono a incrementi di quote di partecipazione in asset in Egitto (+4 milioni di boe).

La vita residua delle riserve è di 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).

L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione finanziaria annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2013.

Gas & Power

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2012	2013	
8.931	6.058	8.705	(2,5)	Ricavi della gestione caratteristica		36.200	32.125	(11,3)
(1.814)	(446)	(1.986)	(9,5)	Utile operativo		(3.219)	(2.991)	7,1
350	22	202		Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	191	
1.506	68	2.141		Esclusione special item:		3.412	2.138	
1		(1)		- oneri ambientali		(2)	(1)	
1.645		1.685		- svalutazioni		2.494	1.685	
1		1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(3)	1	
(155)	20	374		- accantonamenti a fondo rischi		831	292	
1		9		- oneri per incentivazione all'esodo		5	10	
	164	96		- derivati su commodity			314	
(118)	(116)	(31)		- differenze e derivati su cambi		(51)	(186)	
131		8		- altro		138	23	
42	(356)	357	..	Utile operativo adjusted		356	(662)	..
(33)	(379)	303	..	Mercato		47	(837)	..
75	23	54	(28,0)	Trasporto Internazionale		309	175	(43,4)
5	9	4		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		29	24	
23	21	(7)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		261	100	
(156)	210	(113)		Imposte sul reddito ^(a)		(173)	292	
..	..	31,9		Tax rate (%)		26,8	..	
(86)	(116)	241	..	Utile netto adjusted		473	(246)	..
97	64	83	(14,4)	Investimenti tecnici		255	232	3,1
				Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
10,15	6,13	10,70	5,4	Italia		34,78	35,86	3,1
14,93	12,22	14,86	(0,5)	Vendite internazionali		60,54	57,31	(5,3)
12,85	9,45	12,70	(1,2)	- Resto d'Europa		51,02	47,35	(7,2)
1,36	2,19	1,47	8,1	- Mercati extra europei		6,79	7,35	8,2
0,72	0,58	0,69	(4,2)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,73	2,61	(4,4)
25,08	18,35	25,56	1,9	TOTALE VENDITE GAS MONDO		95,32	93,17	(2,3)
				di cui:				
22,56	16,22	23,03	2,1	- società consolidate		84,30	83,60	(0,8)
1,80	1,55	1,84	2,2	- società collegate		8,29	6,96	(16,0)
0,72	0,58	0,69	(4,2)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,73	2,61	(4,4)
10,13	8,45	8,75	(13,6)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	42,58	35,05	(17,7)

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 43.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2013** il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €357 milioni nonostante il deterioramento dello scenario competitivo. La performance, in sostanziale aumento rispetto al periodo di confronto (+€315 milioni) ha beneficiato dei proventi da rinegoiazione dei contratti di approvvigionamento long-term, in parte relativi a forniture dell'esercizio precedente. In calo la performance operativa del trasporto internazionale (-€21 milioni; -28%).

L'utile netto adjusted del settore nel quarto trimestre 2013 è stato pari a €241 milioni, con un miglioramento di €327 milioni rispetto al quarto trimestre 2012.

Nel **2013** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €662 milioni che evidenzia un netto peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di €356 milioni registrato nel 2012.

L'attività Mercato ha registrato la perdita di €837 milioni a fronte di un risultato in sostanziale pareggio nell'esercizio precedente (€47 milioni). L'entità della perdita riflette il sostanziale deterioramento dello scenario competitivo a causa della debolezza strutturale della domanda e dell'oversupply, i cui effetti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento.

mento long-term. Sulla base di tali trend, l'attività Italia ha registrato il crollo dei prezzi di vendita nelle forniture di breve termine ai clienti large, parametrati sulla base dei prezzi dei mercati spot italiani che si sono allineati ai livelli degli Hub continentali. Il calo dei prezzi spot è stato trasferito nei contratti di vendita di lungo termine. Inoltre il settore ha risentito della contrazione dei margini dell'energia elettrica prodotta attraverso i cicli a gas a causa dell'eccesso di offerta e della competizione da altre fonti maggiormente competitive.

In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-43,4%).

Il settore ha chiuso l'esercizio con la perdita netta adjusted di €246 milioni con una diminuzione di €719 milioni rispetto al 2012, penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

L'utile operativo adjusted esclude oneri di €2.141 milioni del trimestre (€2.138 milioni nell'esercizio 2013) riferiti a: (i) svalutazioni di €1.685 milioni rilevate principalmente nell'attività di generazione elettrica (€919 milioni) a causa del ridimensionamento dei flussi di cassa attesi che riflettono la riduzione della domanda elettrica e la pressione sui margini determinata dalla competizione, dalle fonti rinnovabili e dal carbone, nonché svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili relativi alla commercializzazione del gas; (ii) accantonamenti ai fondo rischi (€374 milioni nel trimestre; €292 milioni nell'anno); (iii) oneri da valutazione a fair value di derivati su commodity di €96 milioni nel trimestre (€314 milioni nell'anno) privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting.

Andamento operativo

Le vendite di **gas naturale** del quarto trimestre 2013 sono state di 25,56 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 un leggero incremento rispetto al quarto trimestre 2012 (+0,48 miliardi di metri cubi; +1,9%). Le vendite Italia sono aumentate del 5,4% a 10,70 miliardi di metri cubi grazie ai maggiori volumi spot che hanno compensato le minori vendite al settore industriale e residenziale in un quadro di perdurante debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. Le vendite nei mercati europei hanno registrato un lieve calo rispetto al periodo di confronto (-1,4%) principalmente in Benelux e Francia a causa della pressione competitiva; sono aumentati i volumi commercializzati nel Regno Unito per maggiori vendite spot.

Su base annua, le vendite di gas (93,17 miliardi di metri cubi) hanno registrato un calo del 2,3% rispetto al periodo di confronto. Al netto dell'effetto della cessione di Galp, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione. In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,56 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL nel Far East, in particolare in Giappone e Corea.

Altre misure di performance

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

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
238	(210)	518	..	EBITDA pro-forma adjusted	1.316	8	(99,4)
127	(268)	429	..	Mercato	858	(310)	..
111	58	89	(19,8)	Trasporto internazionale	458	318	(30,6)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. 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 al settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2012	2013	Var. %
16.042	15.831	12.063	(24,8)	Ricavi della gestione caratteristica		62.656	57.622	(8,0)
(1.077)	(145)	(815)	24,3	Utile operativo		(1.296)	(1.517)	(17,1)
293	(5)	31		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(29)	221	
777	89	689		Esclusione special item:		1.004	814	
26	19	58		- oneri ambientali		40	93	
645	23	569		- svalutazioni		846	633	
4	(2)	(5)		- plusvalenze nette su cessione di asset		5	(9)	
62				- accantonamenti a fondo rischi		49		
(7)	2	85		- oneri per incentivazione all'esodo		19	91	
	11	(4)		- derivati su commodity			5	
5	28	(11)		- differenze e derivati su cambi		(8)	(2)	
42	8	(3)		- altro		53	3	
(7)	(61)	(95)	..	Utile operativo adjusted		(321)	(482)	(50,2)
(4)	(1)	(1)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(11)	(4)	
8	2	18		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		63	70	
26	22	75		Imposte sul reddito ^(a)		90	184	
..		Tax rate (%)		
23	(38)	(3)	..	Utile netto adjusted		(179)	(232)	(29,6)
360	160	249	(30,8)	Investimenti tecnici		842	619	(26,5)
				Margine di raffinazione				
2,54	2,14	0,48	(81,1)	Brent dated (\$/bbl)		4,83	2,64	(45,3)
1,96	1,62	0,35	(82,1)	Brent dated (€/bbl)		3,76	1,99	(47,1)
2,83	1,69	0,64	(77,4)	Brent/Ural (\$/bbl)		4,94	2,60	(47,4)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,35	4,93	4,47	(16,4)	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		20,84	18,99	(8,9)
7,62	7,12	6,50	(14,7)	Lavorazioni in conto proprio		30,01	27,38	(8,8)
6,34	5,82	5,29	(16,6)	- Italia		24,89	22,56	(9,4)
1,28	1,30	1,21	(5,5)	- Resto d'Europa		5,12	4,82	(5,9)
2,55	2,54	2,33	(8,6)	Vendite Rete Europa		10,87	9,69	(10,9)
1,80	1,71	1,57	(12,8)	- Italia		7,83	6,64	(15,2)
0,75	0,83	0,76	1,3	- Resto d'Europa		3,04	3,05	0,3
3,17	3,36	3,28	3,5	Vendite extrarete Europa		12,58	12,60	0,2
2,18	2,26	2,17	(0,5)	- Italia		8,62	8,37	(2,9)
0,99	1,10	1,11	12,1	- Resto d'Europa		3,96	4,23	6,8
0,11	0,11	0,11		Vendite extrarete mercati extra europei		0,42	0,43	2,4

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2013** la Divisione Refining & Marketing ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted (€95 milioni, in peggioramento di €88 milioni rispetto al 2012).

La performance è stata penalizzata dal crollo dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo (il margine medio di raffinazione sul Brent è sceso a 0,48 \$/barile; -81,1% rispetto al quarto trimestre 2012) a causa del calo della domanda di prodotti petroliferi, dell'eccesso di capacità e di offerta di prodotto da Russia e Asia, ai quali si è aggiunto il restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto a quelli leggeri che ha penalizzato la redditività delle lavorazioni complesse. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e di struttura, e di ottimizzazione degli assetti, con la riduzione delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive.

I risultati del Marketing hanno registrato un calo rispetto all'analogo periodo dello scorso anno per effetto della contrazione dei consumi nel segmento retail.

La perdita netta adjusted si attesta a €3 milioni, in peggioramento di €26 milioni rispetto all'utile di €23 milioni registrato nel trimestre 2012 per effetto della minore performance operativa.

Nel **2013** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €482 milioni in peggioramento rispetto al 2012 (-€161 milioni) per effetto dei driver discussi nel commento del trimestre.

La perdita netta adjusted si attesta a €232 milioni, in peggioramento di €53 milioni rispetto alla perdita registrata nel 2012 (-€179 milioni) per effetto delle maggiori perdite operative.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €689 milioni (€814 milioni nell'anno) che hanno riguardato principalmente: (i) le svalutazioni degli impianti di raffinazione a seguito delle proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi (€569 milioni; €633 milioni su base annua); (ii) oneri per incentivazione all'esodo (€85 milioni; €91 milioni nell'esercizio); e (iii) accantonamenti di oneri ambientali (€58 milioni; €93 milioni su base annua).

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel quarto trimestre 2013 sono state di 6,50 milioni di tonnellate (27,38 milioni di tonnellate nel 2013), in calo del 14,7% rispetto al trimestre 2012 (-8,8% rispetto al 2012). In Italia la flessione dei volumi processati è prevalentemente legata alla fermata per riconversione della raffineria di Venezia a "Green Refinery", nonché alle fermate programmate al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario, principalmente sui siti di Milazzo, Sannazzaro e Livorno. Tali effetti negativi sul trimestre sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi processati presso le Raffinerie di Gela e Taranto, oggetto di fermate nel corrispondente periodo dello scorso esercizio. Su base annua in calo le lavorazioni presso la raffineria di Venezia per effetto delle sopracitate operazioni di riconversione e presso tutti i restanti impianti per la rimodulazione degli assetti produttivi.

All'estero le lavorazioni in conto proprio del trimestre di 1,21 milioni di tonnellate sono diminuite del 5,5% (4,82 milioni di tonnellate, -5,9%, su base annua) per effetto principalmente della fermata totale di Kralupy in Repubblica Ceca per manutenzione e delle minori lavorazioni al fine di attenuare l'impatto negativo dei margini di lavorazione.

Le **vendite rete in Italia** di 1,57 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2013 (6,64 milioni di tonnellate nel 2013) evidenziano una flessione di circa 0,23 milioni di tonnellate, pari al -12,8% sul trimestre (-1,19 milioni di tonnellate, pari al 15,2% 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 3,1 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (da 29% a 25,9%). Su base annua la quota di mercato è diminuita di 3,7 punti percentuali (da 31,2% a 27,5%) rispetto all'esercizio precedente che beneficiava dell'iniziativa "riparti con eni".

Le **vendite extrarete in Italia** (2,17 milioni di tonnellate nel quarto trimestre; 8,37 milioni di tonnellate nel 2013) sono sostanzialmente invariate rispetto al trimestre 2012 (-0,5%; -2,9% su base annua) per effetto delle minori vendite di bunkeraggi e bitumi a causa del calo della domanda, quasi integralmente compensate dai maggiori volumi commercializzati di oli combustibili e prodotti minori. La quota di mercato extrarete media nel quarto trimestre si attesta al 28,2% (28,8% nel trimestre 2012). Su base annua la quota di mercato risulta pari al 28,8%, in calo di 0,7 punti percentuali rispetto al 2012.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a 0,76 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2013 (3,05 milioni di tonnellate nel 2013) sono sostanzialmente in linea rispetto ai due periodi di confronto.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,11 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2013 (4,23 milioni di tonnellate nel 2013) sono aumentate del 12,1% e del 6,8% rispettivamente nel trimestre e su base annua.

Conto economico

[€ milioni]

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
32.523	29.423	26.323	(19,1)	Ricavi della gestione caratteristica	127.220	115.022	(9,6)
567	343	625	10,2	Altri ricavi e proventi	1.546	1.338	(13,5)
(26.177)	(24.096)	(21.873)	16,4	Costi operativi	(99.976)	(95.685)	4,3
24	(37)	(24)	..	Altri proventi e oneri operativi	(158)	(71)	55,1
(5.287)	(2.330)	(4.745)	10,3	Ammortamenti e svalutazioni	(13.561)	(11.702)	13,7
1.650	3.303	306	(81,5)	Utile operativo	15.071	8.902	(40,9)
(293)	(134)	(256)	12,6	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.347)	(991)	26,4
(51)	3.639	1.802	..	Proventi (oneri) su partecipazioni	2.881	6.115	..
1.306	6.808	1.852	41,8	Utile prima delle imposte	16.605	14.026	(15,5)
(3.205)	(2.689)	(2.409)	24,8	Imposte sul reddito	(11.661)	(9.026)	22,6
..	39,5			Tax rate (%)	70,2	64,4	
(1.899)	4.119	(557)	70,7	Utile netto - continuing operations	4.944	5.000	1,1
3.425			..	Utile netto - discontinued operations	3.732		..
1.526	4.119	(557)	..	Utile netto	8.676	5.000	(42,4)
1.461	3.989	(611)	..	Di competenza Eni	7.790	5.196	(33,3)
(1.964)	3.989	(611)	68,9	- continuing operations	4.200	5.196	23,7
3.425			..	- discontinued operations	3.590		..
65	130	54	(16,9)	Interessenze di terzi	886	(196)	..
65	130	54	(16,9)	- continuing operations	744	(196)	..
				- discontinued operations	142		..
(1.964)	3.989	(611)	68,9	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	4.200	5.196	23,7
340	(1)	235		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(23)	444	
3.142	(2.817)	1.677		Esclusione special item	2.953	(1.207)	
1.518	1.171	1.301	(14,3)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	7.130	4.433	(37,8)

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

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item 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; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

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

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli 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'accrion 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 2013	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	14.915	(2.991)	(1.517)	(725)	(83)	(398)	(337)	38	8.902
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	93	61			52		205
svalutazioni	19	1.685	633	44			19		2.400
plusvalenze nette su cessione di asset	(327)	1	(9)		107		(3)		(231)
accantonamenti a fondo rischi	7	292		4			31		334
oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	72	20		270
derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
altro	(16)	23	3		(109)	(5)	8		(96)
Special item dell'utile operativo	(269)	2.138	814	126	(1)	67	127		3.002
Utile operativo adjusted	14.646	(662)	(482)	(386)	(84)	(331)	(210)	129	12.620
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	24	(4)	(2)	(5)	(554)	4		(801)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	100	70		(12)	290	1		816
Imposte sul reddito ^(a)	(8.795)	292	184	50	(168)	123		(84)	(8.398)
Tax rate (%)	59,6				66,5
Utile netto adjusted	5.954	(246)	(232)	(338)	(269)	(472)	(205)	45	4.237
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(196)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.433
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.196
Esclusione (utile) perdita di magazzino									444
Esclusione special item									(1.207)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.433

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
Utile operativo	18.470	(3.219)	(1.296)	(681)	1.442	(341)	1.679	(300)	208	15.962	(1.679)	788	(891)	15.071
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
Esclusione special item:														
oneri ambientali svalutazioni		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
plusvalenze nette su cessione di asset	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029
accantonamenti a fondo rischi	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)
oneri per incentivazione all'esodo	7	831	49	18		5		35		945				945
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)
	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	18.537	356	(321)	(483)	1.474	(325)	1.730	(222)	(6)	20.740	(1.730)	788	(942)	19.798
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(264)	29	(11)	(3)	(7)	(865)	(54)	(24)		(1.199)	54		54	(1.145)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915
Imposte sul reddito ^(b)	(11.283)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.283)	712	(123)	589	(11.694)
Tax rate (%)	60,3	26,8	..		27,0		41,5			59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.426	473	(179)	(395)	1.111	(976)	1.002	(247)	(4)	8.211	(1.002)	665	(337)	7.874
<i>di cui:</i>														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										886			(142)	744
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.325			(195)	7.130
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.790			(3.590)	4.200
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.325			(195)	7.130

(a) Per effetto della dismissione dei business regolati Italia, 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 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.544	(1.986)	(815)	(332)	165	(152)	(93)	(25)	306
Esclusione (utile) perdita di magazzino		202	31	81				71	385
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	58	58			30		145
svalutazioni	(22)	1.685	569	38			15		2.285
plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	1	(5)		(4)		(1)		(250)
accantonamenti a fondo rischi	7	374					1		382
oneri per incentivazione all'esodo	42	9	85	22	(5)	69	19		241
derivati su commodity	(1)	96	(4)	(1)	(2)				88
differenze e derivati su cambi	(2)	(31)	(11)	4					(40)
altro	(6)	8	(3)			2	(22)		(21)
Special item dell'utile operativo	(223)	2.141	689	121	(11)	71	42		2.830
Utile operativo adjusted	3.321	357	(95)	(130)	154	(81)	(51)	46	3.521
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(71)	4	(1)	(1)	(1)	(155)	10		(215)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	52	(7)	18	1	(6)	67	2		127
Imposte sul reddito ^(a)	(2.113)	(113)	75	14	(62)	185		(64)	(2.078)
Tax rate (%)	64,0	31,9	..		42,2				60,5
Utile netto adjusted	1.189	241	(3)	(116)	85	16	(39)	(18)	1.355
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									54
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.301
Utile netto di competenza azionisti Eni									(611)
Esclusione (utile) perdita di magazzino									235
Esclusione special item									1.677
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.301

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2012

							ALTRE ATTIVITÀ ^(a)		DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	
Utile operativo	4.552	(1.814)	(1.077)	(322)	309	(88)			198	1.650			1.650
Esclusione (utile) perdita di magazzino		350	293	89					(172)	560			560
Esclusione special item:													
oneri ambientali svalutazioni		1	26	(1)				(9)		17			17
plusvalenze nette su cessione di asset	458	1.645	645	104	4					2.856			2.856
accantonamenti a fondo rischi	(129)	1	4	1	3					(120)			(120)
oneri per incentivazione all'esodo	7	(155)	62	18		2		31		(35)			(35)
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)
	(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	4.867	42	(7)	(116)	320	(82)		(80)	26	4.970			4.970
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(63)	5	(4)	(1)	(3)	(134)		(2)		(202)			(202)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	(40)	23	8	1	21	70		(1)		82			82
Imposte sul reddito ^(b)	(2.971)	(156)	26	(12)	(84)	(61)		(9)		(3.267)			(3.267)
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
<i>di cui:</i>													
- 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 della dismissione dei business regolati Italia, 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 2013									
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.935	(446)	(145)	(115)	230	(92)	(51)	(13)	3.303
Esclusione (utile) perdita di magazzino		22	(5)	9				(31)	(5)
Esclusione special item:									
oneri ambientali			19	1			(14)		6
svalutazioni	2		23				2		27
plusvalenze nette su cessione di asset	(21)		(2)		110		(2)		85
accantonamenti a fondo rischi		20					7		27
oneri per incentivazione all'esodo			2		7	1			10
derivati su commodity	(1)	164	11	(1)					173
differenze e derivati su cambi	9	(116)	28	(5)					(84)
altro	(7)		8		(109)	(1)	6		(103)
Special item dell'utile operativo	(18)	68	89	(5)	8		(1)		141
Utile operativo adjusted	3.917	(356)	(61)	(111)	238	(92)	(52)	(44)	3.439
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(68)	9	(1)		(2)	(42)			(104)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	32	21	2		(17)	180	(1)		217
Imposte sul reddito ^(a)	(2.227)	210	22	25	(54)	(256)		29	(2.251)
Tax rate (%)	57,4		24,7				63,4
Utile netto adjusted	1.654	(116)	(38)	(86)	165	(210)	(53)	(15)	1.301
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									130
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.171
Utile netto di competenza azionisti Eni									3.989
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(1)
Esclusione special item									(2.817)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.171

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio	
				2012	2013
17	6	145	Oneri ambientali	134	205
2.856	27	2.285	Svalutazioni	4.029	2.400
(120)	85	(250)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(570)	(231)
(35)	27	382	Accantonamenti a fondo rischi	945	334
	10	241	Oneri per incentivazione all'esodo	66	270
(1)	173	88	Derivati su commodity	(1)	315
(115)	(84)	(40)	Differenze e derivati su cambi	(79)	(195)
158	(103)	(21)	Altro	271	(96)
2.760	141	2.830	Special item dell'utile operativo	4.795	3.002
91	30	41	Oneri (proventi) finanziari	202	190
			<i>di cui:</i>		
115	84	40	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	79	195
(3.337)	(3.422)	(1.675)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(5.408)	(5.299)
			<i>di cui:</i>		
(2.037)	(3.422)	(3)	- plusvalenze da cessione	(2.354)	(3.599)
	(3.359)		<i>di cui: plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa</i>		(3.359)
(23)		(3)	Galp	(311)	(98)
(2.019)			Snam	(2.019)	(75)
(1.451)		(1.682)	- plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni	(3.151)	(1.682)
			<i>di cui: Galp</i>	(1.700)	
(1.451)			Snam	(1.451)	
		(1.682)	Artic Russia		(1.682)
156		11	- svalutazioni di partecipazioni	156	11
203	434	481	Imposte sul reddito	(31)	900
			<i>di cui:</i>		
803		954	svalutazione imposte anticipate imprese italiane	803	954
	143	347	adeguamento fiscalità differita contratti petroliferi		490
40	(22)	45	linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	147	64
(640)	313	(865)	fiscalità su special item	(981)	(608)
(283)	(2.817)	1.677	Totale special item dell'utile netto	(442)	(1.207)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
9.249	8.066	7.590	(17,9)	Exploration & Production	35.881	31.274	(12,8)
8.931	6.058	8.705	(2,5)	Gas & Power	36.200	32.125	(11,3)
16.042	15.831	12.063	(24,8)	Refining & Marketing	62.656	57.622	(8,0)
1.533	1.453	1.343	(12,4)	Versalis	6.418	5.859	(8,7)
3.291	3.459	3.153	(4,2)	Ingegneria & Costruzioni	12.771	11.611	(9,1)
42	17	15	(64,3)	Altre attività	119	80	(32,8)
360	355	418	16,1	Corporate e società finanziarie	1.369	1.453	6,1
88	(2)	47		Effetto eliminazione utili interni	(75)	18	
(7.013)	(5.814)	(7.011)		Elisioni di consolidamento	(28.119)	(25.020)	
32.523	29.423	26.323	(19,1)		127.220	115.022	(9,6)

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
24.985	22.902	20.373	(18,5)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	95.363	90.424	(5,2)
128	33	527		di cui: - altri special item	1.154	539	
1.192	1.194	1.500	25,8	Costo lavoro	4.613	5.261	14,0
	10	241		di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	64	270	
26.177	24.096	21.873	(16,4)		99.976	95.685	(4,3)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
2.040	1.931	2.068	1,4	Exploration & Production	7.988	7.811	(2,2)
96	81	87	(9,4)	Gas & Power	405	329	(18,8)
85	76	82	(3,5)	Refining & Marketing	331	309	(6,6)
25	23	30	20,0	Versalis	90	95	5,6
181	181	184	1,7	Ingegneria & Costruzioni	683	721	5,6
1		1		Altre attività	1	1	
15	17	14	(6,7)	Corporate e società finanziarie	65	61	(6,2)
(6)	(6)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(25)	(25)	
2.437	2.303	2.460	0,9	Ammortamenti	9.538	9.302	(2,5)
2.850	27	2.285	(19,8)	Svalutazioni	4.023	2.400	(40,3)
5.287	2.330	4.745	(10,3)		13.561	11.702	(13,7)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2013	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	101	19	(12)	15	252
Dividendi	235		49		116	400
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3.359	(1)	67		98	3.523
Altri proventi (oneri) netti	1.685	(10)	23		242	1.940
	5.408	90	158	(12)	471	6.115

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio		
				2012	2013	Var ass.
			Utile ante imposte			
(1.783)	(316)	(2.401)	Italia	(723)	(3.848)	(3.125)
3.089	7.124	4.253	Eestero	17.328	17.874	546
1.306	6.808	1.852		16.605	14.026	(2.579)
			Imposte sul reddito			
837	165	366	Italia	945	376	(569)
2.368	2.524	2.043	Eestero	10.716	8.650	(2.066)
3.205	2.689	2.409		11.661	9.026	(2.635)
			Tax rate (%)			
..	Italia
76,7	35,4	48,0	Eestero	61,8	48,4	(13,4)
..	39,5	..		70,2	64,4	(5,8)

Utile netto adjusted

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
1.793	1.654	1.189	(33,7)	Exploration & Production	7.426	5.954	(19,8)
(86)	(116)	241	..	Gas & Power	473	(246)	..
23	(38)	(3)	..	Refining & Marketing	(179)	(232)	(29,6)
(128)	(86)	(116)	9,4	Versalis	(395)	(338)	14,4
254	165	85	(66,5)	Ingegneria & Costruzioni	1.111	(269)	..
(83)	(53)	(39)	53,0	Altre attività	(247)	(205)	17,0
(207)	(210)	16	..	Corporate e società finanziarie	(976)	(472)	51,6
17	(15)	(18)		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	661	45	
1.583	1.301	1.355	(14,4)		7.874	4.237	(46,2)
				di competenza:			
1.518	1.171	1.301	(14,3)	- azionisti Eni	7.130	4.433	(37,8)
65	130	54	(16,9)	- interessenze di terzi	744	(196)	..

[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.

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. 2012	30 sett. 2013	31 dic. 2013	Var. ass. vs 31 dic. 2012	Var. ass. vs 30 sett. 2013
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	25.946	25.879	1.416	(67)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	5.795	4.891	(293)	(904)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	20.151	20.988	1.709	837
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(6.016)	(5.288)	2.477	728
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(34)	(4.528)	(5.037)	(5.003)	(509)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(256)	(126)	1.027	130
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.146	15.428	(83)	282
Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi	62.558	62.609	61.215	(1.343)	(1.394)
Leverage	0,25	0,24	0,25		0,01

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2013

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2013 ^(a)
Eni SpA	3.331
Eni Finance International SA	162
	3.493

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

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2013 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2013 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.250	EUR	1.237	2016	fisso	0,625
Eni SpA	1.200	EUR	1.218	2025	fisso	3,750
Eni SpA	1.000	EUR	1.003	2023	fisso	3,250
Eni SpA	800	EUR	801	2021	fisso	2,625
Eni Finance International SA	75	EUR	74	2043	fisso	3,875
			4.333			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

[€ milioni]

	31 dic. 2012	31 dic. 2013
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.765	5.288
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.004
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	235	235
Crediti commerciali e altri crediti	28.747	29.077
Rimanenze	8.496	7.883
Attività per imposte sul reddito correnti	771	829
Attività per altre imposte correnti	1.230	825
Altre attività correnti	1.624	1.632
	48.868	50.773
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	63.466	62.508
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.571
Attività immateriali	4.487	3.877
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.262	3.883
Altre partecipazioni	5.085	3.078
Altre attività finanziarie	1.229	1.097
Attività per imposte anticipate	5.027	4.666
Altre attività non correnti	4.400	3.694
	90.494	85.374
Attività destinate alla vendita	516	2.294
TOTALE ATTIVITÀ	139.878	138.441
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.223	2.742
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.961	2.149
Debiti commerciali e altri debiti	23.581	23.552
Passività per imposte sul reddito correnti	1.622	750
Passività per altre imposte correnti	2.162	2.269
Altre passività correnti	1.437	1.763
	33.986	33.225
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.279	20.988
Fondi per rischi e oneri	13.603	13.167
Fondi per benefici ai dipendenti	1.374	1.245
Passività per imposte differite	6.740	6.741
Altre passività non correnti	1.977	1.720
	42.973	43.861
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	361	140
TOTALE PASSIVITÀ	77.320	77.226
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	3.498	2.964
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(16)	(154)
Altre riserve	49.438	51.398
Azioni proprie	(201)	(201)
Acconto sul dividendo	(1.956)	(1.993)
Utile netto	7.790	5.196
Totale patrimonio netto di Eni	59.060	58.251
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.558	61.215
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.878	138.441

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio	
				2012	2013
			RICAVI		
32.523	29.423	26.323	Ricavi della gestione caratteristica	127.220	115.022
567	343	625	Altri ricavi e proventi	1.546	1.338
33.090	29.766	26.948	Totale ricavi	128.766	116.360
			COSTI OPERATIVI		
24.985	22.902	20.373	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	95.363	90.424
1.192	1.194	1.500	Costo lavoro	4.613	5.261
24	(37)	(24)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(158)	(71)
5.287	2.330	4.745	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	13.561	11.702
1.650	3.303	306	UTILE OPERATIVO	15.071	8.902
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.137	1.237	1.282	Proventi finanziari	7.218	5.746
(1.412)	(1.377)	(1.463)	Oneri finanziari	(8.314)	(6.649)
		4	Proventi (oneri) da altre attività finanziarie destinate al trading		4
(18)	6	(79)	Strumenti finanziari derivati	(251)	(92)
(293)	(134)	(256)		(1.347)	(991)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(156)	33	16	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	278	252
105	3.606	1.786	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	2.603	5.863
	3.359		- di cui plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa		3.359
(51)	3.639	1.802		2.881	6.115
1.306	6.808	1.852	UTILE ANTE IMPOSTE	16.605	14.026
(3.205)	(2.689)	(2.409)	Imposte sul reddito	(11.661)	(9.026)
(1.899)	4.119	(557)	Utile netto - continuing operations	4.944	5.000
3.425			Utile netto - discontinued operations	3.732	
1.526	4.119	(557)	Utile netto	8.676	5.000
			Di competenza Eni:		
(1.964)	3.989	(611)	- continuing operations	4.200	5.196
3.425			- discontinued operations	3.590	
1.461	3.989	(611)		7.790	5.196
			Interessenze di terzi		
65	130	54	- continuing operations	744	(196)
			- discontinued operations	142	
65	130	54		886	(196)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,40	1,10	(0,17)	- semplice	2,15	1,43
0,40	1,10	(0,17)	- diluito	2,15	1,43
			Utile per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
(0,54)	1,10	(0,17)	- semplice	1,16	1,43
(0,54)	1,10	(0,17)	- diluito	1,16	1,43

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Esercizio	
	2012	2013
Utile netto del periodo	8.676	5.000
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti non riclassificabili a conto economico	(96)	22
<i>Remeasurements di piani a benefici definiti per dipendenti</i>	<i>(150)</i>	<i>65</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a remeasurements di piani a benefici definiti</i>	<i>1</i>	<i>(3)</i>
<i>Effetto fiscale</i>	<i>53</i>	<i>(40)</i>
Componente riclassificabili a conto economico	(624)	(2.070)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>(718)</i>	<i>(1.871)</i>
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>	<i>141</i>	<i>(64)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>(102)</i>	<i>(199)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	<i>16</i>	
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"</i>	<i>7</i>	<i>1</i>
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	<i>32</i>	<i>63</i>
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(720)	(2.048)
Totale utile complessivo	7.956	2.952
Di competenza:		
- azionisti Eni	7.096	3.201
- interessenze di terzi	860	(249)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012		62.558
Totale utile (perdita) complessivo	2.952	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(251)	
Interessenze di terzi uscite dall'area di consolidamento	(23)	
Acquisto quote Tigáz	(28)	
Altre variazioni	(44)	
Totale variazioni		(1.343)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013		61.215
Di competenza:		
- azionisti Eni		58.251
- interessenze di terzi		2.964

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio	
(1.899)	4.119	(557)		2012	2013
			Utile netto - continuing operations	4.944	5.000
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.437	2.303	2.460	Ammortamenti	9.538	9.302
2.850	27	2.285	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	4.023	2.400
156	(33)	(16)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(278)	(252)
(136)	(3.336)	(235)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(875)	(3.739)
	(51)	(43)	Dividendi	(431)	(400)
(18)	(53)	(36)	Interessi attivi	(108)	(156)
163	163	176	Interessi passivi	803	710
3.205	2.689	2.409	Imposte sul reddito	11.661	9.026
(156)	(248)	(1.805)	Altre variazioni	(1.945)	(1.878)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
874	(969)	629	- rimanenze	(1.395)	320
(2.745)	1.726	(2.709)	- crediti commerciali	(3.184)	(1.365)
1.833	662	1.861	- debiti commerciali	2.029	711
(338)	(191)	546	- fondi per rischi e oneri	338	57
(996)	(1.591)	468	- altre attività e passività	(1.161)	686
(1.372)	(363)	795	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	(3.373)	409
(13)	4	(13)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	11	6
328	103	172	Dividendi incassati	988	684
38	5	45	Interessi incassati	91	108
(198)	(134)	(117)	Interessi pagati	(825)	(944)
(3.278)	(2.159)	(2.339)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(11.868)	(9.307)
2.107	3.036	3.181	Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	12.356	10.969
			Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	15	
2.107	3.036	3.181	Flusso di cassa netto da attività operativa	12.371	10.969
			Investimenti:		
(3.385)	(2.660)	(3.323)	- attività materiali	(11.222)	(10.869)
(505)	(393)	(443)	- attività immateriali	(2.295)	(1.881)
		3	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(178)	(25)
(56)	(40)	(104)	- partecipazioni	(391)	(292)
(15)	(5.622)	592	- titoli	(17)	(5.048)
(1.269)	(161)	(304)	- crediti finanziari	(1.634)	(989)
446	(147)	56	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	54	48
(4.784)	(9.023)	(3.523)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(15.683)	(19.056)
			Disinvestimenti:		
390	22	306	- attività materiali	1.229	514
	3	9	- attività immateriali	61	16
3.523	3.401		- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	3.521	3.401
425	119	35	- partecipazioni	1.203	2.429
20	1.105	(1.099)	- titoli	52	33
1.190	(10)	260	- crediti finanziari	1.578	1.565
40	80	24	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(252)	155
5.588	4.720	(465)	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	7.392	8.113
804	(4.303)	(3.988)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(8.291)	(10.943)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio	
				2012	2013
(5)	2.260	564	Assunzione di debiti finanziari non correnti	10.484	5.418
(81)	(793)	(623)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.784)	(4.669)
(817)	14	145	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(753)	1.029
(903)	1.481	86		5.947	1.778
	(4)		Apporti netti di capitale proprio da terzi		(4)
	1		Cessione (Acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	29	1
(1)	(3)		Cessione (Acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	604	(28)
	(1.993)		Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.840)	(3.949)
(101)	(40)		Dividendi pagati ad altri azionisti	(539)	(251)
(1.005)	(558)	86	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.201	(2.453)
		2	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(4)	(13)
(8)	(9)	(9)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(12)	(37)
1.898	(1.834)	(728)	Flusso di cassa netto del periodo	6.265	(2.477)
5.867	7.850	6.016	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.500	7.765
7.765	6.016	5.288	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	7.765	5.288

(*) 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. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013		Esercizio	
				2012	2013
			Investimenti finanziari:		
2	(5.620)	591	- titoli		(5.029)
(1.074)	(1)	39	- crediti finanziari	(1.131)	(104)
(1.072)	(5.621)	630		(1.131)	(5.133)
			Disinvestimenti finanziari:		
(12)	1.102	(1.099)	- titoli	4	25
1.038	(37)	88	- crediti finanziari	1.044	1.125
1.026	1.065	(1.011)		1.048	1.150
(46)	(4.556)	(381)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(83)	(3.983)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Esercizio	
			2012	2013
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda	
		25	Attività correnti	108 51
		12	Attività non correnti	171 39
		(7)	Disponibilità finanziarie nette	46 (12)
		(17)	Passività correnti e non correnti	(99) (36)
		13	Effetto netto degli investimenti	226 42
			Interessenza di terzi	
		(8)	Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(8)
			Trasferimento di partecipazioni non consolidate	
		5	Totale prezzo di acquisto	226 34
			a dedurre:	
		(8)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(48) (9)
		(3)	Flusso di cassa degli investimenti	178 25
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	
2.111	61		Attività correnti	2.112 61
18.739	50		Attività non correnti	18.740 50
(12.448)	16		Indebitamento finanziario netto	(12.443) 16
(4.115)	(77)		Passività correnti e non correnti	(4.123) (77)
4.287	50		Effetto netto dei disinvestimenti	4.286 50
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(943)
(943)				
2.019	3.359		Plusvalenza per disinvestimenti	2.021 3.359
(1.839)	(8)		Interessenza di terzi	(1.840) (8)
3.524	3.401		Totale prezzo di vendita	3.524 3.401
			a dedurre:	
(1)			Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)
3.523	3.401		Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.521 3.401

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
3.142	2.537	3.045	(3,1)	Exploration & Production	10.307	10.475	1,6
15		109	..	- acquisto di riserve proved e unproved	43	109	..
403	358	367	(8,9)	- ricerca esplorativa	1.850	1.669	(9,8)
2.677	2.149	2.524	(5,7)	- sviluppo	8.304	8.580	3,3
47	30	45	(4,3)	- altro	110	117	6,4
97	64	83	(14,4)	Gas & Power	225	232	3,1
92	60	73	(20,7)	- mercato	212	209	(1,4)
5	4	10	..	- trasporto internazionale	13	23	76,9
360	160	249	(30,8)	Refining & Marketing	842	619	(26,5)
236	126	155	(34,3)	- raffinazione, supply e logistica	622	444	(28,6)
124	34	94	(24,2)	- marketing	220	175	(20,5)
71	74	129	81,7	Versalis	172	314	82,6
236	190	222	(5,9)	Ingegneria & Costruzioni	1.011	902	(10,8)
4	4	12	..	Altre attività	14	21	50,0
69	20	63	(8,7)	Corporate e società finanziarie	152	190	25,0
(89)	4	(37)		Elisioni di consolidamento	38	(3)	
3.890	3.053	3.766	(3,2)		12.761	12.750	(0,1)

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €12.750 milioni (€12.761 milioni nel 2012) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Italia, Nigeria e Kazakhstan, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Norvegia, Congo, Togo, Nigeria, Stati Uniti e Angola nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€902 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€444 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni) in Italia e in Europa;
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€121 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var. % IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
244	153	249	2,0	Italia	795	795	
639	535	453	(29,1)	Resto d'Europa	2.162	2.127	(1,6)
552	221	415	(24,8)	Africa Settentrionale	1.474	1.024	(30,5)
886	874	1.001	13,0	Africa Sub-Sahariana	3.129	3.481	11,2
204	170	171	(16,2)	Kazakhstan	720	665	(7,6)
272	203	271	(0,4)	Resto dell'Asia	874	1.001	14,5
289	357	406	40,5	America	1.043	1.244	19,3
56	24	79	41,1	Australia e Oceania	110	138	25,5
3.142	2.537	3.045	(3,1)		10.307	10.475	1,6

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013			Esercizio	
					2012	2013
1.747	1.653	1.577	Produzione di idrocarburi^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.701	1.619
195	189	192	Italia		189	186
172	141	173	Resto d'Europa		178	155
610	569	506	Africa Settentrionale		586	556
324	377	316	Africa Sub-Sahariana		345	332
99	90	102	Kazakhstan		102	100
149	143	143	Resto dell'Asia		129	144
166	117	116	America		135	116
32	27	29	Australia e Oceania		37	30
154,4	141,8	137,4	Produzione venduta^(a)	(milioni di boe)	598,7	555,3

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013			Esercizio	
					2012	2013
912	851	816	Produzione di petrolio e condensati^(a)	(migliaia di barili/giorno)	882	833
61	77	77	Italia		63	71
90	72	82	Resto d'Europa		95	77
291	253	241	Africa Settentrionale		271	252
234	266	224	Africa Sub-Sahariana		247	242
60	55	60	Kazakhstan		61	61
52	47	48	Resto dell'Asia		44	49
113	72	76	America		83	71
11	9	8	Australia e Oceania		18	10

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013			Esercizio	
					2012	2013
130	125	118	Produzione di gas naturale^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	127	122
21	17	18	Italia		20	18
13	11	14	Resto d'Europa		13	12
50	50	41	Africa Settentrionale		49	47
14	17	14	Africa Sub-Sahariana		15	14
6	5	7	Kazakhstan		6	6
15	15	15	Resto dell'Asia		13	15
8	7	6	America		8	7
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 (12,2 e 11,8 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2013 e 2012, rispettivamente, e 12,8 e 10,9 milioni di metri cubi/giorno nel 2013 e 2012, rispettivamente e 15,4 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2013).

Gas & Power

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013	Var.%IV trim. 13 vs 12		Esercizio		
					2012	2013	Var. %
10,15	6,13	10,70	5,4	ITALIA	34,78	35,86	3,1
1,75	0,24	1,27	(27,4)	- Grossisti	4,65	4,58	(1,5)
2,23	2,06	3,98	78,5	- PSV e borsa	7,52	10,68	42,0
1,89	1,33	1,40	(25,9)	- Industriali	6,93	6,07	(12,4)
0,27	0,21	0,34	25,9	- PMI e terziario	0,81	1,12	38,3
0,58	0,53	0,56	(3,4)	- Termoelettrici	2,55	2,11	(17,3)
1,92	0,23	1,60	(16,7)	- Residenziali	5,89	5,37	(8,8)
1,51	1,53	1,55	2,6	- Autoconsumi	6,43	5,93	(7,8)
14,93	12,22	14,86	(0,5)	VENDITE INTERNAZIONALI	60,54	57,31	(5,3)
12,85	9,45	12,70	(1,2)	Resto d'Europa	51,02	47,35	(7,2)
0,87	1,30	0,89	2,3	- Importatori in Italia	2,73	4,67	71,1
11,98	8,15	11,81	(1,4)	- Mercati europei	48,29	42,68	(11,6)
1,20	1,22	1,26	5,0	<i>Penisola Iberica</i>	6,29	4,90	(22,1)
2,19	1,65	2,18	(0,5)	<i>Germania/Austria</i>	7,78	8,31	6,8
2,44	1,71	2,18	(10,7)	<i>Benelux</i>	10,31	8,68	(15,8)
0,63	0,15	0,60	(4,8)	<i>Ungheria</i>	2,02	1,84	(8,9)
0,87	0,59	1,06	21,8	<i>Regno Unito</i>	4,75	3,51	(26,1)
1,84	1,59	1,89	2,7	<i>Turchia</i>	7,22	6,73	(6,8)
2,44	1,13	2,24	(8,2)	<i>Francia</i>	8,36	7,73	(7,5)
0,37	0,11	0,40	8,1	<i>altro</i>	1,56	0,98	(37,2)
1,36	2,19	1,47	8,1	Mercati extra europei	6,79	7,35	8,2
0,72	0,58	0,69	(4,2)	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,73	2,61	(4,4)
25,08	18,35	25,56	1,9	TOTALE VENDITE GAS MONDO	95,32	93,17	(2,3)

Versalis

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013			Esercizio	
					2012	2013
			Vendite	(€ milioni)		
763	659	632	Intermedi		3.050	2.709
722	750	659	Polimeri		3.188	2.933
48	44	52	Altri ricavi		180	217
1.533	1.453	1.343			6.418	5.859
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)		
896	849	805	Intermedi		3.595	3.462
596	576	562	Polimeri		2.495	2.355
1.492	1.425	1.367			6.090	5.817

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2012	III trim. 2013	IV trim. 2013			Esercizio	
					2012	2013
			Ordini acquisiti			
1.816	711	911	Engineering & Construction Offshore		7.477	5.777
1.516	220	390	Engineering & Construction Onshore		3.972	2.566
494	107	381	Perforazioni mare		1.025	1.401
425	372	410	Perforazioni terra		917	909
4.251	1.410	2.092			13.391	10.653

(€ milioni)

Portafoglio ordini	31 dic. 2012	31 dic. 2013
	19.739	17.514

Schemi riclassificati Eni SpA

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	Esercizio		
	2012	2013	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	51.197	48.215	(5,8)
Altri ricavi e proventi	267	264	(1,1)
Costi operativi	(51.209)	(49.936)	2,5
Altri proventi e oneri operativi	(173)	(168)	2,9
Ammortamenti e svalutazioni	(1.126)	(1.635)	(45,2)
Utile (perdita) operativa	(1.044)	(3.260)	..
Proventi (oneri) finanziari netti	(721)	(466)	35,4
Proventi netti su partecipazioni	8.666	8.340	(3,8)
Utile prima delle imposte	6.901	4.614	(33,1)
Imposte sul reddito	(694)	(204)	70,6
Utile netto del periodo - continuing operations	6.207	4.410	(29,0)
Utile netto del periodo - discontinued operations	2.871		..
Utile netto	9.078	4.410	(51,4)

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2012	31 dic. 2013	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.927	6.468	(459)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.664	2.628	(36)
Attività immateriali	1.155	1.210	55
Partecipazioni	32.024	34.961	2.937
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.155	3.141	(14)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(330)	(178)	152
	45.595	48.230	2.635
Capitale di esercizio netto	4.083	3.604	(479)
Fondi per benefici ai dipendenti	(332)	(341)	(9)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	15	10	(5)
CAPITALE INVESTITO NETTO	49.361	51.503	2.142
Patrimonio netto	40.537	40.733	196
Indebitamento finanziario netto	8.824	10.770	1.946
COPERTURE	49.361	51.503	2.142