



Eni annuncia i risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2013

San Donato Milanese, 30 ottobre 2013 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2013 (non sottoposti a revisione contabile)¹.

Highlight finanziari²

- Utile operativo adjusted: €3,44 miliardi nel trimestre (-15,7%³); €9,1 miliardi nei nove mesi (-35,2%³);
- Utile netto adjusted: €1,17 miliardi nel trimestre (-29,4%³); €3,13 miliardi nei nove mesi (-41%³);
- Utile netto: €3,99 miliardi nel trimestre (+61,9%); €5,81 miliardi nei nove mesi (-5,8%);
- Cash flow: €3,04 miliardi nel trimestre; €7,79 miliardi nei nove mesi;
- Leverage a 0,24.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: 1,653 milioni di boe/giorno nel trimestre (-3,8%) a causa di riduzioni straordinarie in Nigeria e Libia (-3,1% nei nove mesi);
- Rilevati l'incasso e la plusvalenza netti di €3 miliardi dalla cessione a CNPC del 28,57% di Eni East Africa, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico;
- Avviata la produzione del primo olio del giacimento giant di Kashagan;
- Importanti successi esplorativi nell'offshore di Mozambico, Congo e Australia;
- Nuove risorse esplorative per 0,7 miliardi di boe nel trimestre; 1,6 miliardi di boe nei nove mesi.

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel terzo trimestre abbiamo ottenuto importanti successi esplorativi, compiuto eccellenti progressi nello sviluppo con nuovi start-up e monetizzato parte della nostra partecipazione in Mozambico. Questi risultati consolidano la nostra redditività in un trimestre che ha risentito ancora delle difficili condizioni dei mercati europei del mid e downstream, delle riduzioni straordinarie delle produzioni in Nigeria e Libia e dell'apprezzamento dell'euro. Considerata la natura temporanea di questi fattori e la solidità del nostro business, avvieremo il programma di buy back."

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

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

[3] Calcolato con esclusione del contributo di Snam nel terzo trimestre e nei nove mesi 2012. Tale contributo è l'utile delle transazioni di Snam con il Gruppo Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 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

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		(€ milioni)	Nove mesi		
						2012	2013	Var. %
				RISULTATI ECONOMICI ^(a)				
4.370	1.947	3.439	(21,3)	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(b)		14.828	9.099	(38,6)
				Utile operativo adjusted				
4.078	1.947	3.439	(15,7)	- continuing operations senza contributo Snam		14.040	9.099	(35,2)
1.779	576	1.171	(34,2)	Utile netto adjusted - continuing operations		5.612	3.132	(44,2)
0,49	0,16	0,32	(34,7)	- per azione (€) ^(c)		1,55	0,86	(44,5)
1,23	0,42	0,85	(30,9)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		3,97	2,27	(42,8)
				Utile netto adjusted				
1.658	576	1.171	(29,4)	- continuing operations senza contributo Snam		5.306	3.132	(41,0)
2.464	275	3.989	61,9	Utile netto - continuing operations		6.164	5.807	(5,8)
0,68	0,07	1,10	61,8	- per azione (€) ^(c)		1,70	1,60	(5,9)
1,70	0,18	2,91	71,2	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		4,36	4,21	(3,4)
21			..	Utile netto - discontinued operations		165		..
2.485	275	3.989	60,5	Utile netto		6.329	5.807	(8,2)

(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 terzo trimestre 2013 Eni ha registrato l'utile operativo adjusted di €3,44 miliardi con una flessione del 15,7% depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations. Il peggioramento ha interessato tutti i settori di business di Eni ad eccezione di Versalis: la Divisione Exploration & Production (-€419 milioni, pari al 9,7%) a causa dell'apprezzamento dell'euro (+5,9%) e di interruzioni straordinarie della produzione, le Divisioni R&M e G&P che hanno accusato rispettivamente maggiori perdite di €113 milioni e €52 milioni per effetto del continuo deterioramento dei prezzi e dei margini di vendita in un contesto di contrazione della domanda, oversupply ed elevata pressione competitiva, infine il settore Ingegneria & Costruzioni con un calo del 38,5% degli utili dovuto al rallentamento dell'attività. Va evidenziato che la performance di Gas & Power riflette solo in parte i benefici attesi dalle rinegoziazioni dei contratti long-term, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile dei relativi proventi.

Nei nove mesi 2013 l'utile operativo adjusted di €9,1 miliardi è diminuito del 35,2% rispetto ai nove mesi 2012 depurando il periodo di confronto del contributo Snam alle continuing operations. I driver di tale flessione sono gli stessi del terzo trimestre, nonché la rilevante perdita operativa registrata dal settore Ingegneria & Costruzioni nel secondo trimestre 2013 a causa della revisione delle stime di redditività di importanti commesse. Inoltre la Divisione Gas & Power aveva beneficiato nel 2012 di proventi da rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term con efficacia economica retroattiva al 2011.

Utile netto adjusted

Nel terzo trimestre 2013 l'utile netto adjusted di €1,17 miliardi evidenzia una flessione del 29,4% depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations. La diminuzione è dovuta al peggioramento della performance operativa, ai minori risultati delle partecipazioni industriali e all'aumento di circa 10 punti percentuali del tax rate consolidato (63,4%) che riflette il contributo proporzionalmente più elevato del settore Exploration & Production, soggetto a maggiori aliquote fiscali.

Nei nove mesi 2013 l'utile netto adjusted di €3,13 miliardi è diminuito del 41% rispetto allo stesso periodo del 2012 depurando il risultato del periodo di confronto del contributo Snam alle continuing operations. Il tax rate adjusted aumenta di 11 punti percentuali.

Utile netto

Nel terzo trimestre 2013 l'utile netto di competenza Eni di €3,99 miliardi è aumentato di €1,53 miliardi rispetto al terzo trimestre 2012 (+61,9%) per effetto della plusvalenza al netto dei relativi oneri fiscali di €3 miliardi registrata sulla cessione del 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. Tale beneficio è stato in parte compensato dalla flessione dell'utile operativo e da altre variazioni.

Nei nove mesi 2013 l'utile netto di €5,81 miliardi è diminuito del 5,8%.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €3,05 miliardi nel terzo trimestre 2013 (€8,98 miliardi nei nove mesi) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi. Nei nove mesi 2013 sono stati sostenuti €0,22 miliardi di investimenti finanziari.

Struttura patrimoniale e Cash flow

Nel terzo trimestre 2013 l'incasso netto della dismissione in Mozambico per €3 miliardi e il flusso di cassa netto da attività operativa di €3.036 milioni hanno coperto gli investimenti del periodo (€3.053 milioni) e il pagamento dell'acconto dividendo 2013 di Eni di €1.993 milioni, determinando rispetto al 30 giugno 2013 una riduzione di €1.346 milioni nell'indebitamento finanziario netto⁴ consolidato al 30 settembre 2013 che si attesta a €15.146 milioni (-€365 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 su cui ha inciso una minore fattorizzazione di crediti commerciali con scadenza nei successivi reporting period).

Nei nove mesi 2013 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €7.788 milioni su cui ha inciso una minore fattorizzazione di crediti commerciali con scadenza nei successivi reporting period di €388 milioni rispetto a quanto fattorizzato nel quarto trimestre 2012 e le dismissioni sono state di €6.010 milioni includendo oltre all'operazione in Mozambico anche lo smobilizzo delle partecipazioni finanziarie Snam (€1.459 milioni) e Galp (€810 milioni). I flussi in uscita hanno riguardato gli investimenti tecnici (€8.984 milioni) e il pagamento dei dividendi (€4.200 milioni).

Al 30 settembre 2013 il leverage⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,24, in diminuzione rispetto sia allo 0,25 del 31 dicembre 2012 sia al valore di 0,27 registrato al 30 giugno 2013, riflettendo il minore indebitamento finanziario netto, a parità di patrimonio netto in quanto l'utile di periodo è stato assorbito dalla distribuzione dei dividendi e dall'effetto negativo dall'apprezzamento dell'euro nella conversione dei patrimoni netti delle controllate aventi il dollaro come moneta funzionale (-€1,12 miliardi).

Highlight operativi e di scenario

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12			Nove mesi		
						2012	2013	Var. %
PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI								
1.718	1.648	1.653	(3,8)	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.686	1.633	(3,1)
891	845	851	(4,5)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	871	838	(3,8)
129	125	125	(3,1)	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	124	(2,4)
19,48	19,04	18,35	(5,8)	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	70,24	67,61	(3,7)
10,54	8,69	8,45	(19,8)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	32,45	26,30	(19,0)
3,05	2,49	2,54	(16,7)	Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,32	7,36	(11,5)

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2013 la produzione di 1,653 milioni di boe/giorno ha registrato una flessione del 3,8% rispetto al terzo trimestre 2012 a causa degli impatti rilevanti degli eventi di forza maggiore in Nigeria e Libia (circa 50 mila boe/giorno). Il contributo degli avvisi di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Russia, Algeria, Angola ed Egitto, hanno invece assorbito l'effetto di fermate programmate, in particolare nel Mare del Nord, e i declini delle produzioni mature. Il calo delle produzioni nei nove mesi del 2013 (-3,1%) è dovuto agli stessi motivi del trimestre.

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2013 le vendite di gas di 18,35 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 1,13 miliardi di metri cubi (-5,8%) a causa principalmente dell'utilizzo della flessibilità ottenuta dalla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term, in un quadro di perdurante debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. Le vendite Italia hanno evidenziato un leggero aumento (+2,9% a 6,13 miliardi di metri cubi nel trimestre) grazie ai maggiori volumi spot che hanno compensato il continuo deterioramento del settore termoelettrico. Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione del 17,6%, in particolare nel Regno Unito per minori vendite spot, e nei mercati di Francia e Benelux per effetto della pressione competitiva, mentre sono aumentati i volumi commercializzati in Germania/Austria. In sensibile crescita i ritiri degli importatori in Italia a seguito della ripresa delle forniture libiche. In aumento del 5,3% nel trimestre le vendite nei mercati extra europei che riflettono la crescita nelle vendite internazionali di GNL.

Nei nove mesi 2013 le vendite di gas (67,61 miliardi di metri cubi) sono diminuite del 3,7% rispetto al corrispondente periodo 2012 per effetto dei driver descritti nel trimestre e dell'impatto della dismissione Galp nel 2012, al netto del quale la flessione si riduce all'1,5%.

[4] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 31.

[5] 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. 31.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2013 il margine di raffinazione nell'area del Mediterraneo ha registrato una sostanziale flessione, attestandosi a 2,14 \$/barile [-73,1% rispetto al terzo trimestre 2012, -39,9% sui nove mesi] a causa dei fattori di debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, calo della domanda di raffinati ed elevato costo della carica petrolifera. I risultati della raffinazione Eni scontano l'andamento negativo dei differenziali tra il marker di riferimento Brent e i greggi approvvigionati dal circuito Eni. Nel terzo trimestre 2013, le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia pari a 1,71 milioni di tonnellate, evidenziano una flessione del 23,7% [-15,9% nei nove mesi] per effetto del calo dei consumi nazionali e della forte pressione competitiva. La quota di mercato nel terzo trimestre 2013 scende al 27,2% rispetto al 34,5% del terzo trimestre 2012, che peraltro beneficiava del contributo dell'iniziativa commerciale "riparti con eni". Le vendite rete nel resto d'Europa del terzo trimestre 2013 sono in lieve crescita grazie ai maggiori volumi commercializzati in particolare in Germania, [+2,5% a 0,83 milioni di tonnellate; stabili nei nove mesi a 2,29 milioni di tonnellate].

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2013 sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro [+5,9% nel trimestre; +2,8% nei nove mesi].

Sviluppi di business

Mozambico

Il 26 luglio 2013, al verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte delle competenti autorità del Mozambico, è stata perfezionata la cessione alla 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, mentre Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane proprietaria del 50%.

Il corrispettivo della cessione è stato di €3.386 milioni pari a \$4.210 milioni che valorizzano la quota del 20% oggetto di acquisizione in base allo Share Sale and Purchase Agreement firmato il 14 marzo 2013 con CNPC ai quali si aggiungono gli interessi maturati nel periodo e altri aggiustamenti di prezzo definiti contrattualmente. Il plusvalore lordo dell'operazione rilevato a conto economico nella voce proventi su partecipazioni è pari a €3.359 milioni (€2.994 milioni al netto delle imposte riconosciute in Mozambico e Italia). L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale. Proseguono inoltre le attività previste del Joint Study Agreement finalizzato allo sviluppo del promettente blocco a shale gas situato nel Sichuan Basin in Cina.

Nel settembre 2013 è stata effettuata la decima scoperta nell'Area 4 con il pozzo esplorativo Agulha. Il potenziale minerario è stimato tra i 176 e i 247 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. La scoperta del giacimento apre un nuovo fronte esplorativo nella zona meridionale dell'Area 4, dove Eni prevede di perforare tre nuovi pozzi nel corso del 2014.

Kazakhstan

L'11 settembre 2013 è stata avviata la produzione del first oil del giacimento giant di Kashagan. Il target produttivo di breve termine è fino a 180.000 barili/giorno. In una fase successiva è previsto il conseguimento del plateau produttivo dell'Experimental Program di 370.000 barili/giorno.

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.

Australia

Il 24 ottobre 2013 è stata effettuata la scoperta a gas con il pozzo di appraisal Evans Shoal North-1 nel permesso NT/P48 (Eni 32,5%) nel Mare di Timor. Il potenziale della scoperta è stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in place.

Avvii produttivi

Nei nove mesi 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).

Attività esplorativa

Nei nove mesi 2013, l'attività esplorativa ha riguardato principalmente:

- (i) Egitto, con la scoperta a olio di Rosa North-1X nella development lease di Meleiha (Eni 56%). Lo sviluppo della scoperta prevede al momento la perforazione di un altro pozzo nel corso del 2013. La produzione complessiva nell'anno è pari a 5 mila barili/giorno e sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area;
- (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;
- (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 rivalutare le stime delle risorse 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) anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili;
- (vi) Pakistan, con la scoperta a gas di Lundali 1 nella concessione Sukhpur (Eni 45%, operatore) nell'onshore pakistano con un potenziale produttivo superiore ai 3 mila boe/giorno.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2013 conferma una moderata ripresa dell'economia globale, favorita dall'attenuazione dei rischi finanziari e di una prolungata fase recessiva nell'area euro. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici e dalle difficoltà produttive registrate da diversi Paesi esportatori, in un quadro di modesta dinamica della domanda. Il rafforzamento dell'euro nel rapporto di cambio con il dollaro più che compensa tale effetto. Lo scenario di mercato rimane depresso nei settori europei del gas, della produzione di energia elettrica, della raffinazione e marketing di carburanti e della chimica a causa della debole domanda, dell'eccesso di offerta e della pressione competitiva.

In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Versalis dipenderà principalmente dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di efficienza. Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita ad anno intero nei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** il livello produttivo su base annua è previsto in calo rispetto al consuntivo 2012 a causa dell'impatto dei fattori geopolitici, in particolare in Nigeria e Libia. Proseguirà lo sviluppo dei grandi progetti in portafoglio, tra cui quelli in Kazakhstan, Algeria e Angola, e l'entrata a regime dei campi avviati nel 2012, in particolare in Egitto, il cui contributo tuttavia non è tale da assorbire i citati eventi di forza maggiore, il declino delle produzioni mature e i disinvestimenti del 2012;
- **vendite di gas:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (95,32 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture) per effetto principalmente della cessione di Galp e dell'utilizzo della flessibilità ottenuta dalla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) a causa dello scenario negativo e della fermata programmata di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) a causa della contrazione della domanda nazionale di carburanti e della pressione competitiva, scontando inoltre l'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La riduzione prevista in Italia sarà parzialmente compensata dall'incremento delle vendite atteso nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il settore prevede di chiudere il 2013 con una sensibile contrazione del risultato.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (€12,76 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,57 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2012 esclusi gli investimenti di Snam). I principali temi del 2013 sono lo sviluppo delle riserve di idrocarburi in Africa Sub-Sahariana, Africa Settentrionale, Norvegia, Stati Uniti, Iraq, Kazakhstan, Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Sub-Sahariana, Norvegia, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative di ottimizzazione e crescita selettiva negli altri settori con l'avvio dei lavori Green Refinery presso Venezia e i progetti elastomeri e bio-plastiche nella chimica. Il leverage a fine 2013, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 108 \$/barile, è previsto sostanzialmente in linea al livello di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2013, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF).

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al terzo e al secondo trimestre 2013 e al terzo trimestre 2012 e ai nove mesi 2013 e 2012. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2013, al 30 giugno 2013 e 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 30 settembre 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, buyback, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Contatti societari

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 terzo trimestre e dei nove mesi 2013 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2013

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
31.494	28.111	29.423	(6,6)	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	94.697	88.699	(6,3)
4.081	1.459	3.303	(19,1)	Utile operativo - continuing operations	13.421	8.596	(36,0)
(491)	326	(5)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(577)	331	
780	162	141		Esclusione special item	1.984	172	
4.370	1.947	3.439	(21,3)	Utile operativo adjusted - continuing operations	14.828	9.099	(38,6)
				Dettaglio per settore di attività			
4.336	3.409	3.917	(9,7)	Exploration & Production	13.670	11.325	(17,2)
(304)	(436)	(356)	(17,1)	Gas & Power	314	(1.019)	..
52	(174)	(61)	..	Refining & Marketing	(314)	(387)	(23,2)
(173)	(82)	(111)	35,8	Versalis	(367)	(256)	30,2
387	(680)	238	(38,5)	Ingegneria & Costruzioni	1.154	(238)	..
(40)	(52)	(52)	(30,0)	Altre attività	(142)	(159)	(12,0)
(64)	(76)	(92)	(43,8)	Corporate e società finanziarie	(243)	(250)	(2,9)
176	38	(44)		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	756	83	
4.078	1.947	3.439	(15,7)	Utile operativo adjusted - continuing operations senza contributo Snam	14.040	9.099	(35,2)
(133)	(279)	(104)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(943)	(586)	
364	331	217		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	833	689	
(2.482)	(1.824)	(2.251)		Imposte sul reddito ^(b)	(8.427)	(6.320)	
53,9	91,2	63,4		Tax rate (%)	57,3	68,7	
2.119	175	1.301	(38,6)	Utile netto adjusted - continuing operations	6.291	2.882	(54,2)
2.464	275	3.989	61,9	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	6.164	5.807	(5,8)
(293)	203	(1)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(363)	209	
(392)	98	(2.817)		Esclusione special item	(189)	(2.884)	
1.779	576	1.171	(34,2)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.612	3.132	(44,2)
45			..	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations	195		..
1.824	576	1.171	(35,8)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	5.807	3.132	(46,1)
1.658	576	1.171	(29,4)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations senza contributo Snam	5.306	3.132	(41,0)
				Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations			
0,68	0,07	1,10	61,8	per azione (€)	1,70	1,60	(5,9)
1,70	0,18	2,91	71,2	per ADR (\$)	4,36	4,21	(3,4)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations			
0,49	0,16	0,32	(34,7)	per azione (€)	1,55	0,86	(44,5)
1,23	0,42	0,85	(30,9)	per ADR (\$)	3,97	2,27	(42,8)
3.622,8	3.622,8	3.622,8		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,8	3.622,8	
1.909	1.954	3.036	59,0	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	10.249	7.788	(24,0)
(67)			..	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	15		..
1.842	1.954	3.036	64,8	Flusso di cassa netto da attività operativa	10.264	7.788	(24,1)
3.224	2.812	3.053	(5,3)	Investimenti tecnici - continuing operations	8.871	8.984	1,3

(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

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
109,61	102,44	110,37	0,7	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	112,10	108,45	(3,3)
1,250	1,306	1,324	5,9	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,281	1,317	2,8
87,69	78,44	83,36	(4,9)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	87,51	82,35	(5,9)
7,96	3,97	2,14	(73,1)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	5,59	3,36	(39,9)
7,35	3,76	1,69	(77,0)	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	5,64	3,25	(42,4)
6,37	3,04	1,62	(74,6)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,36	2,55	(41,5)
9,00	10,06	10,11	12,3	Prezzo gas NBP ^(d)	9,14	10,54	15,3
0,4	0,2	0,2	(44,4)	Euribor - a tre mesi (%)	0,7	0,2	(71,0)
0,4	0,3	0,3	(30,2)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,5	0,3	(36,2)

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

Risultati di Gruppo

Nel terzo trimestre 2013 Eni ha registrato l'**utile netto di competenza dei propri azionisti** di €3.989 milioni con un incremento di €1.525 milioni, pari al 61,9%, dovuto alla plusvalenza netta di €2.994 milioni registrata con la cessione alla CNPC della quota di interesse minerario in Mozambico.

Il provento è stato parzialmente assorbito dalla contrazione del 19,1% dell'utile operativo (da €4.081 milioni nel terzo trimestre 2012 a €3.303 milioni). I principali driver del peggioramento operativo sono stati: l'apprezzamento dell'euro e il calo produttivo dovuto a eventi di forza maggiore nella E&P e il continuo deterioramento dei prezzi e dei margini di vendita nei business downstream del gas e della raffinazione a causa della contrazione della domanda, dell'oversupply e della pressione competitiva, mentre la redditività di Saipem è ancora su livelli inferiori rispetto al 2012. Tali fattori sono stati in parte assorbiti dalla circostanza che nel terzo trimestre 2012 furono rilevati accantonamenti straordinari dovuti alla revisione dei prezzi dei contratti di approvvigionamento gas anche a seguito della definizione di alcuni lodi arbitrali.

I minori oneri finanziari netti (+€279 milioni) dovuti all'effetto tasso e ad altre variazioni sono stati assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito (-€287 milioni), mentre il tax rate consolidato su base reported è stato influenzato dalla ridotta imponibilità della plusvalenza sulla cessione alla CNPC.

Nei nove mesi 2013 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €5.807 milioni con una riduzione di €357 milioni (-5,8%) per effetto degli stessi fenomeni illustrati nel commento ai risultati del trimestre e della rilevante perdita operativa registrata nel secondo trimestre 2013 dal settore Ingegneria & Costruzioni a causa della revisione delle stime di redditività di importanti commesse.

Nel terzo trimestre 2013, l'**utile operativo adjusted** è stato di €3.439 milioni con una flessione del 21,3% rispetto al terzo trimestre 2012 (€9.099 milioni nei nove mesi 2013, -38,6%). Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile operativo adjusted si riduce al 15,7% (al 35,2% nei nove mesi).

Nel terzo trimestre 2013 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni da continuing operations** di €1.171 milioni è diminuito di €608 milioni rispetto al terzo trimestre 2012 (-34,2%). Depurando il trimestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations, la riduzione dell'utile netto adjusted si riduce al 29,4%. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo special item costituiti da proventi netti di €2.817 milioni dovuti principalmente alla plusvalenza sulla cessione alla CNPC.

Nei nove mesi 2013 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni da continuing operations** di €3.132 milioni è diminuito di €2.480 milioni rispetto ai nove mesi 2012 (-44,2%), ovvero -41% escludendo dal periodo di confronto il contributo Snam alle continuing operations. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €209 milioni e gli special item costituiti da proventi netti di €2.884 milioni, con una rettifica complessiva negativa di €2.675 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo⁶ (€141 milioni nel trimestre; €172 milioni nei nove mesi) si riferiscono a: (i) la minusvalenza derivante dalla radiazione del mezzo Perro Negro di proprietà di Saipem a seguito dell'incidente occorso nel luglio 2013 (€110 milioni) parzialmente compensata da plusvalenze sulla cessione di asset minerari non strategici del settore Exploration & Production (€21 milioni e €86 milioni nel trimestre e nei nove mesi rispettivamente); (ii) svalutazioni marginali nel settore Exploration & Production (€2 milioni nel trimestre; €41 milioni sui nove mesi) e di investimenti di compliance e stay-in-business relativi ad asset svalutati in precedenti esercizi (€23 milioni e €64 milioni nel trimestre e nei nove mesi rispettivamente); (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €173 milioni e di €227 milioni nel trimestre e nei nove mesi rispettivamente); (iv) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio delle formule prezzo delle commodity (oneri di €84 milioni e €155 milioni nel trimestre e nei nove mesi rispettivamente); (v) accantonamenti ambientali e per incentivazione all'esodo. Gli special item non operativi includono oltre alla plusvalenza sulla cessione alla CNPC, quelle ottenute dallo smobilizzo dell'8% del capitale sociale di Galp pari a €95 milioni, di cui €65 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).

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel terzo trimestre e nei nove mesi 2013 è stato determinato dalla minore performance operativa registrata in tutti i settori di attività ad eccezione di Versalis.

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2013 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €3.917 milioni, con una riduzione del 9,7% (-17,2% nei nove mesi) per effetto della minore produzione venduta, sulla quale hanno pesato le interruzioni straordinarie in Nigeria e Libia, e dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-€230 milioni). Nei nove mesi ha influito anche il calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi. L'utile netto adjusted di €1.654 milioni del terzo trimestre 2013 è diminuito del 14,1% (€4.765 milioni nei nove mesi 2013; -15,4%) per effetto del peggioramento della performance operativa e di minori proventi su partecipazioni.

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2013 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €356 milioni con un peggioramento del 17,1% rispetto al terzo trimestre 2012 (-€52 milioni) dovuto al continuo deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda e la pressione competitiva, nonché ai margini negativi sulla produzione di energia elettrica. Va evidenziato che la performance di Gas & Power riflette solo in parte i benefici attesi dalle rinegoziazioni dei contratti long-term, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile dei relativi proventi. La perdita netta adjusted del settore nel terzo trimestre 2013 è stata pari a €116 milioni, con un peggioramento di €50 milioni rispetto al terzo trimestre 2012.

Nei nove mesi 2013 il settore Gas & Power ha registrato un peggioramento di €1.333 milioni con una perdita operativa adjusted di €1.019 milioni a fronte dell'utile operativo adjusted di €314 milioni dei nove mesi 2012, che peraltro beneficiava dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti long-term, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva. Gli altri driver del peggioramento sono gli stessi del trimestre. Il settore ha chiuso i nove mesi con la perdita netta adjusted di €487 milioni, con un peggioramento di €1.046 milioni rispetto ai nove mesi 2012, penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2013 il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €61 milioni con un peggioramento di €113 milioni rispetto al terzo trimestre del 2012 (che chiudeva in utile di €52 milioni) per effetto del peggioramento del margine di raffinazione a causa della debole domanda di prodotti raffinati e dell'eccesso di capacità, nonché dell'ulteriore restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti. La perdita netta adjusted si attesta a €38 milioni, con un peggioramento di €89 milioni rispetto al terzo trimestre 2012 che chiudeva con un utile di €51 milioni. Nei nove mesi del 2013 il settore ha registrato la perdita operativa di €387 milioni (-€73 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) per effetto degli stessi driver del trimestre. La perdita netta adjusted aumenta di €27 milioni, per effetto del peggioramento della performance operativa.

[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

Versalis

Nel terzo trimestre 2013 il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €111 milioni con un miglioramento di €62 milioni rispetto al terzo trimestre 2012 a seguito della ripresa del margine benchmark del cracker che nel 2012 aveva raggiunto livelli particolarmente depressi, il cui effetto è stato attenuato dalla flessione dei volumi a causa del debole andamento della domanda di commodity. La perdita netta adjusted ha registrato un miglioramento di €38 milioni (da una perdita netta di €124 milioni nel terzo trimestre 2012 a €86 milioni nel terzo trimestre 2013). Nei nove mesi 2013 la perdita operativa adjusted è diminuita di €111 milioni, pari al 30,2%. La perdita netta adjusted si è ridotta del 16,9% rispetto ai nove mesi 2012.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni è tornato in utile nel terzo trimestre 2013 con €238 milioni, anche se con una flessione del 38,5% rispetto al terzo trimestre 2012 a causa del rallentamento dell'attività. Nei nove mesi 2013 il settore ha invece registrato la perdita operativa adjusted di €238 milioni, rispetto all'utile operativo di €1.154 milioni dei nove mesi 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 fase di completamento in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore.

Nel terzo trimestre 2013 il settore ha conseguito l'utile netto adjusted di €165 milioni, in riduzione di €139 milioni rispetto al periodo di confronto. Nei nove mesi 2013 la perdita netta adjusted di €354 milioni (-€1.211 milioni, rispetto all'utile di €857 milioni dei nove mesi 2012) riflette le citate revisioni di stima.

Stato patrimoniale riclassificato⁷

(€ milioni)

	31 dic. 2012	30 giu. 2013	30 set. 2013	Var. ass. vs 31 dic. 2012	Var. ass. vs 30 giu. 2013
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	63.466	64.441	63.785	319	(656)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.359	2.557	19	198
Attività immateriali	4.487	4.533	4.425	(62)	(108)
Partecipazioni	9.347	7.337	7.476	(1.871)	139
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.457	1.474	1.574	117	100
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.142)	(1.274)	(1.152)	(10)	122
	80.153	78.870	78.665	(1.488)	(205)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	8.496	8.035	8.690	194	655
Crediti commerciali	19.966	20.324	18.615	(1.351)	(1.709)
Debiti commerciali	(14.993)	(13.200)	(13.720)	1.273	(520)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.204)	(3.064)	(2.923)	281	141
Fondi per rischi e oneri	(13.603)	(13.180)	(12.858)	745	322
Altre attività (passività) d'esercizio	2.473	1.845	2.659	186	814
	(865)	760	463	1.328	(297)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.374)	(1.400)	(1.398)	(24)	2
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	155	107	25	(130)	(82)
CAPITALE INVESTITO NETTO	78.069	78.337	77.755	(314)	(582)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.060	58.977	59.683	623	706
Interessenze di terzi	3.498	2.868	2.926	(572)	58
Patrimonio netto	62.558	61.845	62.609	51	764
Indebitamento finanziario netto	15.511	16.492	15.146	(365)	(1.346)
COPERTURE	78.069	78.337	77.755	(314)	(582)
Leverage	0,25	0,27	0,24	(0,01)	(0,03)

L'apprezzamento registrato nel cambio euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2012 (cambio EUR/USD 1,351 al 30 settembre 2013, contro 1,319 al 31 dicembre 2012, +2,4%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2013, una riduzione del capitale investito netto di €1.396 milioni, del patrimonio netto di €1.122 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €274 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€78.665 milioni) è diminuito di €1.488 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto della riduzione della voce "Partecipazioni" a seguito della cessione delle partecipazioni in Snam e Galp, degli ammortamenti e svalutazioni (€6.957 milioni) di periodo, parzialmente compensati degli investimenti tecnici del periodo (€8.984 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (€463 milioni) è aumentato di €1.328 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto principalmente: (i) dell'incremento della voce "Altre attività (passività) d'esercizio" (+€186 milioni) a seguito dell'incremento della posizione netta verso partner nel settore Exploration & Production; (ii) degli utilizzi netti dei fondi rischi (+€745 milioni) che hanno riguardato prevalentemente il settore Gas & Power; (iii) della riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto (-€281 milioni) per effetto dello stanziamento di minori imposte nette di periodo rispetto ai pagamenti.

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€62.609 milioni) è aumentato marginalmente (€51 milioni) rispetto al 31 dicembre 2012. Tale variazione riflette l'utile complessivo di periodo di €4.299 milioni, dato dall'utile di conto economico di €5.557 milioni parzialmente compensato dalle differenze cambio da conversione negative rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo (€1.122 milioni), che è stato quasi interamente assorbito dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.248 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).

(?) 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 di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Rendiconto finanziario riclassificato⁸

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi		
				2012	2013	Var. ass.
2.804	(126)	4.119	Utile netto - continuing operations	6.843	5.557	(1.286)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
1.560	2.559	2.053	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.075	6.667	592
(369)	(117)	(3.336)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(739)	(3.504)	(2.765)
2.305	1.562	2.748	- dividendi, interessi e imposte	8.575	6.674	(1.901)
(1.708)	448	(363)	Variazione del capitale di esercizio	(2.001)	(386)	1.615
(2.683)	(2.372)	(2.185)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.504)	(7.220)	1.284
1.909	1.954	3.036	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	10.249	7.788	(2.461)
(67)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	15		(15)
1.842	1.954	3.036	Flusso di cassa netto da attività operativa	10.264	7.788	(2.476)
(3.224)	(2.812)	(3.053)	Investimenti tecnici - continuing operations	(8.871)	(8.984)	(113)
(263)			Investimenti tecnici - discontinued operations	(756)		756
(3.487)	(2.812)	(3.053)	Investimenti tecnici	(9.627)	(8.984)	643
(207)	(63)	(40)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(513)	(216)	297
902	2.390	3.545	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.676	6.010	4.334
(20)	59	(199)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(594)	(163)	431
(970)	1.528	3.289	Free cash flow	1.206	4.435	3.229
299	18	(4.556)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(37)	(3.602)	(3.565)
3.273	(1.618)	1.481	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	6.850	1.692	(5.158)
(1.364)	(2.129)	(2.039)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.644)	(4.231)	(587)
(11)	(45)	(9)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(8)	(43)	(35)
1.227	(2.246)	(1.834)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	4.367	(1.749)	(6.116)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi		
				2012	2013	Var. ass.
(970)	1.528	3.289	Free cash flow	1.206	4.435	3.229
			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)	(6)	(4)
		(16)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(3)	(16)	(13)
9.626	94	112	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	10.858	183	(10.675)
(1.364)	(2.129)	(2.039)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.644)	(4.231)	(587)
7.292	(507)	1.346	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	8.415	365	(8.050)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €7.788 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €6.010 milioni hanno coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€8.984 milioni) e finanziari (€216 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 €365 milioni rispetto al 31 dicembre 2012. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato penalizzato da un minore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (-€388 milioni, €1.815 milioni nei nove mesi 2013; €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 (con un incasso netto pari a €3.022 milioni), l'11,69% del capitale sociale di Snam (€1.459 milioni), l'8% del capitale sociale di Galp (€810 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. Il free cash flow è una non-GAAP measure.

Altre informazioni

Programma di buy back

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato le modalità attuative del programma di acquisto di azioni proprie tramite conferimento di incarichi ad intermediari abilitati al fine di dare avvio agli acquisti nel corso delle prossime settimane, in esecuzione di quanto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti il 10 maggio 2013 e comunicato al mercato. Il programma, rappresentando un efficace e flessibile strumento gestionale, è finalizzato ad accrescere nel tempo il valore per gli azionisti, in linea con le politiche di remunerazione adottate dalle maggiori società petrolifere internazionali.

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

Alla data del 30 settembre 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.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 2013.

Exploration & Production

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2012	2013	
RISULTATI								
8.736	7.835	8.066	(7,7)	Ricavi della gestione caratteristica		26.632	23.684	(11,1)
4.366	3.383	3.935	(9,9)	Utile operativo		13.918	11.371	(18,3)
(30)	26	(18)		Esclusione special item:		(248)	(46)	
1	39	2		- svalutazioni di asset e altre attività		92	41	
(62)	(14)	(21)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(413)	(86)	
	9			- oneri per incentivazione all'esodo		8	10	
1	(2)	(1)		- derivati su commodity		2	(1)	
1	(2)	9		- differenze e derivati su cambi		(13)		
29	(4)	(7)		- altro		76	(10)	
4.336	3.409	3.917	(9,7)	Utile operativo adjusted		13.670	11.325	(17,2)
(65)	(62)	(68)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(201)	(193)	
234	263	32		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		476	315	
(2.580)	(2.169)	(2.227)		Imposte sul reddito ^(a)		(8.312)	(6.682)	
57,3	60,1	57,4		Tax rate (%)		59,6	58,4	
1.925	1.441	1.654	(14,1)	Utile netto adjusted		5.633	4.765	(15,4)
I risultati includono:								
2.122	2.097	1.933	(8,9)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		6.040	5.784	(4,2)
di cui:								
473	501	425	(10,1)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.376	1.316	(4,4)
430	400	332	(22,8)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		1.121	1.062	(5,3)
43	101	93	..	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		255	254	(0,4)
2.710	2.563	2.537	(6,4)	Investimenti tecnici		7.165	7.430	3,7
di cui:								
621	478	358	(42,4)	- ricerca esplorativa ^(b)		1.447	1.302	(10,0)
Produzioni ^{(c) (d)}								
891	845	851	(4,5)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	871	838	(3,8)
129	125	125	(3,1)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	127	124	(2,4)
1.718	1.648	1.653	(3,8)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.686	1.633	(3,1)
Prezzi medi di realizzo								
96,43	93,25	101,39	5,1	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	102,99	98,84	(4,0)
237,32	259,83	255,97	7,9	Gas naturale	(\$/kmc)	247,46	256,54	3,7
69,48	68,65	71,90	3,5	Idrocarburi	(\$/boe)	73,17	70,85	(3,2)
Prezzi medi dei principali marker di mercato								
109,61	102,44	110,37	0,7	Brent dated	(\$/bbl)	112,10	108,45	(3,3)
87,69	78,44	83,36	(4,9)	Brent dated	(€/bbl)	87,51	82,35	(5,9)
92,11	94,12	105,79	14,9	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	96,18	98,13	2,0
2,88	4,01	3,56	23,6	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	2,54	3,69	45,3

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 39.

(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 **terzo trimestre 2013** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3.917 milioni con una riduzione di €419 milioni rispetto al terzo trimestre 2012, pari al 9,7%, a causa dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+5,9%) attraverso la conversione in euro dei risultati delle consociate estere aventi il dollaro come moneta funzionale e della minore produzione venduta. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +5,1%; gas naturale +7,9%) e dai minori costi di ricerca esplorativa.

L'utile netto adjusted di €1.654 milioni è diminuito di €271 milioni, pari al 14,1%, rispetto al terzo trimestre 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni.

Nei **nove mesi 2013** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €11.325 milioni con una riduzione di €2.345 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2012, pari al 17,2%, a causa dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -3,2%) nonché della minore produzione venduta.

L'utile netto adjusted di €4.765 milioni è diminuito di €868 milioni, pari al 15,4%, rispetto ai nove mesi 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni.

Gli special item dell'utile operativo (proventi netti di €18 milioni e €46 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi del 2013) hanno riguardato plusvalenze sulla cessione di asset marginali al netto di svalutazioni.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2013** la produzione di idrocarburi è stata di 1,653 milioni di boe/giorno (1,633 milioni di boe/giorno nei nove mesi 2013) in riduzione del 3,8% rispetto al terzo trimestre 2012 (-3,1% rispetto ai nove mesi 2012). Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore in Nigeria e Libia con impatti rilevanti (-50 mila boe/giorno) e dai disinvestimenti del 2012 (nel confronto sui nove mesi), 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 Russia, Algeria, Angola ed Egitto, hanno assorbito l'effetto delle fermate programmate, in particolare nel Mare del Nord, e i declini delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% nel trimestre (89% nei nove mesi).

La produzione di petrolio (851 mila barili/giorno) è diminuita di 40 mila/barili giorno, pari al 4,5%, 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, Russia, Algeria e Angola.

La produzione di gas naturale (125 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 4 milioni di metri cubi/giorno rispetto al terzo trimestre 2012 (-3,1%). Il contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Russia, Algeria, Egitto e Angola è stato più che compensato dalle minori produzioni in Nigeria e dal declino delle produzioni mature.

Nei **nove mesi 2013** la produzione di petrolio (838 mila barili/giorno) è diminuita di 33 mila/barili giorno, pari al 3,8%, principalmente a causa delle minori produzioni in Nigeria e Libia, delle fermate programmate e declini di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Egitto, Angola, Algeria e Russia e dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 3 milioni di metri cubi/giorno rispetto al corrispondente periodo del 2012 (-2,4%). Le minori produzioni in Nigeria e il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo essenzialmente in Russia, Egitto, Algeria e Angola.

Gas & Power

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		(€ milioni)	Nove mesi		
						2012	2013	Var. %
RISULTATI (*)								
7.276	6.520	6.058	(16,7)	Ricavi della gestione caratteristica		27.269	23.420	(14,1)
(764)	(454)	(446)	41,6	Utile operativo		(1.405)	(1.005)	28,5
(314)	4	22		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(187)	(11)	
774	14	68		Esclusione special item:		1.906	(3)	
				- oneri ambientali		(3)		
				- svalutazioni		849		
(3)				- plusvalenze nette su cessione di asset		(4)		
909		20		- accantonamenti a fondo rischi		986	(82)	
	133	164		- oneri per incentivazione all'esodo		4	1	
(133)	(121)	(116)		- derivati su commodity			218	
1	2			- differenze e derivati su cambi		67	(155)	
				- altro		7	15	
(304)	(436)	(356)	(17,1)	Utile operativo adjusted		314	(1.019)	..
(354)	(457)	(379)	(7,1)	Mercato		80	(1.140)	..
50	21	23	(54,0)	Trasporto internazionale		234	121	(48,3)
16	4	9		Proventi (oneri) finanziari netti (a)		24	20	
51	56	21		Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		238	107	
171	145	210		Imposte sul reddito (a)		(17)	405	
(66)	(231)	(116)	(75,8)	Utile netto adjusted		559	(487)	..
43	57	64	48,8	Investimenti tecnici		128	149	16,4
Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)								
5,96	6,50	6,13	2,9	Italia		24,63	25,16	2,2
13,52	12,54	12,22	(9,6)	Vendite internazionali		45,61	42,45	(6,9)
10,73	10,06	9,45	(11,9)	- Resto d'Europa		38,17	34,65	(9,2)
2,08	1,85	2,19	5,3	- Mercati extra europei		5,43	5,88	8,3
0,71	0,63	0,58	(18,3)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,01	1,92	(4,5)
19,48	19,04	18,35	(5,8)	TOTALE VENDITE GAS MONDO		70,24	67,61	(3,7)
di cui:								
17,32	16,79	16,22	(6,4)	- società consolidate		61,74	60,57	(1,9)
1,45	1,62	1,55	6,9	- società collegate		6,49	5,12	(21,1)
0,71	0,63	0,58	(18,3)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,01	1,92	(4,5)
10,54	8,69	8,45	(19,8)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	32,45	26,30	(19,0)

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

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2013** il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €356 milioni, in peggioramento di €52 milioni rispetto al terzo trimestre 2012 (-17,1%). Tale riduzione è quasi completamente attribuibile all'attività Mercato a causa del continuo deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda e la pressione competitiva e dei margini negativi sulla produzione di energia elettrica. In riduzione la performance operativa del Trasporto internazionale (-€27 milioni, -54%).

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi oneri special di €68 milioni (proventi pari a €3 milioni nei nove mesi) relativi principalmente ad oneri da valutazione a fair value di derivati su commodity di €164 milioni (€218 milioni nei nove mesi) privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting, nonché alla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio delle formule prezzo delle commodity (un provento di €116 milioni nel trimestre e di €155 milioni nei nove mesi).

La perdita netta adjusted del settore è stata pari a €116 milioni nel trimestre, con un peggioramento di €50 milioni rispetto al terzo trimestre 2012 per effetto della minore performance operativa.

Nei **nove mesi 2013** il settore ha conseguito la perdita operativa adjusted di €1.019 milioni, che si confronta con l'utile operativo adjusted di €314 milioni registrato nell'analogo periodo del 2012. L'attività Mercato ha chiuso il periodo con la perdita di €1.140 milioni a fronte di un risultato in sostanziale pareggio nei nove mesi 2012 che peraltro aveva beneficiato dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011. Gli altri driver del peggioramento sono gli stessi del trimestre. In riduzione la performance operativa del Trasporto internazionale (-48,3%).

Il settore ha chiuso i nove mesi con la perdita netta adjusted di €487 milioni con una diminuzione di €1.046 milioni rispetto ai nove mesi 2012 penalizzata anche dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
5,96	6,50	6,13	2,9	ITALIA	24,63	25,16	2,2
0,43	0,67	0,24	(44,2)	- Grossisti	2,90	3,31	14,1
1,34	1,86	2,06	53,7	- PSV e borsa	5,29	6,70	26,7
1,53	1,64	1,33	(13,1)	- Industriali	5,04	4,67	(7,3)
0,03	0,12	0,21	..	- PMI e terziario	0,54	0,78	44,4
0,71	0,27	0,53	(25,4)	- Termoelettrici	1,97	1,55	(21,3)
0,34	0,65	0,23	(32,4)	- Residenziali	3,97	3,77	(5,0)
1,58	1,29	1,53	(3,2)	- Autoconsumi	4,92	4,38	(11,0)
13,52	12,54	12,22	(9,6)	VENDITE INTERNAZIONALI	45,61	42,45	(6,9)
10,73	10,06	9,45	(11,9)	Resto d'Europa	38,17	34,65	(9,2)
0,84	1,26	1,30	54,8	- Importatori in Italia	1,86	3,78	..
9,89	8,80	8,15	(17,6)	- Mercati europei	36,31	30,87	(15,0)
1,41	1,18	1,22	(13,5)	<i>Penisola Iberica</i>	5,09	3,64	(28,5)
1,24	1,65	1,65	33,1	<i>Germania/Austria</i>	5,59	6,13	9,7
1,83	1,93	1,71	(6,6)	<i>Benelux</i>	7,87	6,50	(17,4)
0,15	0,23	0,15		<i>Ungheria</i>	1,39	1,24	(10,8)
2,02	0,59	0,59	(70,8)	<i>Regno Unito</i>	3,88	2,45	(36,9)
1,63	1,46	1,59	(2,5)	<i>Turchia</i>	5,38	4,84	(10,0)
1,37	1,60	1,13	(17,5)	<i>Francia</i>	5,92	5,49	(7,3)
0,24	0,16	0,11	(54,2)	<i>altro</i>	1,19	0,58	(51,3)
2,08	1,85	2,19	5,3	Mercati extra europei	5,43	5,88	8,3
0,71	0,63	0,58	(18,3)	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,01	1,92	(4,5)
19,48	19,04	18,35	(5,8)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	70,24	67,61	(3,7)

Le vendite di gas naturale del **terzo trimestre 2013** sono state di 18,35 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) in calo del 5,8% rispetto al terzo trimestre 2012 a causa principalmente dell'utilizzo della flessibilità ottenuta dalla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term, in un quadro di perdurante debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta.

Le vendite in Italia di 6,13 miliardi di metri cubi sono in lieve crescita rispetto al periodo di confronto (+2,9%). I maggiori volumi commercializzati al PSV/Borsa (+0,72 miliardi di metri cubi) sono stati parzialmente compensati dai minori volumi venduti ai segmenti industriale (-0,20 miliardi di metri cubi) e grossista (-0,19 miliardi di metri cubi), nonché al termoelettrico (-0,18 miliardi di metri cubi) penalizzato dal debole andamento della domanda elettrica e dalla competizione delle fonti rinnovabili e del carbone.

Le vendite nei mercati europei di 8,15 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 1,74 miliardi di metri cubi (-17,6%) penalizzate dalla performance registrata nel Regno Unito (-1,43 miliardi di metri cubi) per effetto delle minori vendite all'hub, Francia (-0,24 miliardi di metri cubi) e Benelux (-0,12 miliardi di metri cubi) per i minori volumi commercializzati al segmento industriale. In controtendenza la performance registrata in Germania/Austria per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese (+0,41 miliardi di metri cubi).

In sensibile crescita i ritiri degli importatori in Italia a seguito della ripresa delle forniture libiche (+0,46 miliardi di metri cubi). In aumento del 5,3% nel trimestre anche i volumi commercializzati nei mercati extra europei per effetto delle maggiori vendite spot di GNL nei mercati a premio, in particolare Far East.

Le vendite di gas naturale dei **nove mesi 2013** sono state di 67,61 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 2,63 miliardi

di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 3,7%, per effetto degli stessi driver del trimestre. Escludendo l'effetto determinato dalla perdita di collegamento nella Galp, la flessione delle vendite si riduce all'1,5%. In crescita le vendite in Italia per effetto dei maggiori volumi commercializzati al PSV/Borsa (+1,41 miliardi di metri cubi) e al segmento grossista (+0,41 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese. In calo le vendite sui mercati europei (-15%) in particolare in Penisola Iberica a causa dell'esclusione delle vendite Galp per la cessazione del rapporto di collegamento [-1,14 miliardi di metri cubi], Regno Unito e Benelux [-1,43 e -1,37 miliardi di metri cubi, rispettivamente]; in aumento le vendite spot di GNL nei mercati a premio, in particolare Far East.

Le vendite di **energia elettrica** di 8,45 TWh nel terzo trimestre 2013 sono in flessione del 19,8% rispetto al corrispondente periodo del 2012 per effetto dei minori volumi scambiati sulla borsa elettrica e delle minori vendite ai grossisti che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai clienti retail. Nei nove mesi le vendite di energia elettrica di 26,30 TWh registrano un calo del 19% per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre.

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)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
(108)	(239)	(210)	(94,4)	EBITDA pro-forma adjusted	1.078	(510)	..
(190)	(298)	(268)	(41,1)	Mercato	731	(739)	..
82	59	58	(29,3)	Trasporto internazionale	347	229	(34,0)

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 a un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Eni Gas & Power rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		(€ milioni)	Nove mesi		
						2012	2013	Var. %
				RISULTATI				
17.113	15.839	15.831	(7,5)	Ricavi della gestione caratteristica		46.614	45.559	(2,3)
455	(509)	(145)	..	Utile operativo		(219)	(702)	..
(428)	292	(5)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(322)	190	
25	43	89		Esclusione special item:		227	125	
7	9	19		- oneri ambientali		14	35	
8	25	23		- svalutazioni		201	64	
	(2)	(2)		- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(4)	
				- accantonamenti a fondo rischi		(13)		
2	3	2		- oneri per incentivazione all'esodo		26	6	
	(2)	11		- derivati su commodity			9	
2	2	28		- differenze e derivati su cambi		(13)	9	
6	8	8		- altro		11	6	
52	(174)	(61)	..	Utile operativo adjusted		(314)	(387)	(23,2)
(1)	(3)	(1)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(7)	(3)	
38	1	2		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		55	52	
(38)	35	22		Imposte sul reddito ^(a)		64	109	
51	(141)	(38)	..	Utile netto adjusted		(202)	(229)	(13,4)
192	126	160	(16,7)	Investimenti tecnici		482	370	(23,2)
				Margine di raffinazione				
7,96	3,97	2,14	(73,1)	Brent dated	(\$/bbl)	5,59	3,36	(39,9)
6,37	3,04	1,62	(74,6)	Brent dated	(€/bbl)	4,36	2,55	(41,5)
7,35	3,76	1,69	(77,0)	Brent/Ural	(\$/bbl)	5,64	3,25	(42,4)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,65	4,68	4,93	(12,7)	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		15,49	14,52	(6,3)
8,12	6,80	7,12	(12,3)	Lavorazioni in conto proprio		22,39	20,88	(6,7)
6,74	5,62	5,82	(13,6)	- Italia		18,55	17,27	(6,9)
1,38	1,18	1,30	(5,8)	- Resto d'Europa		3,84	3,61	(6,0)
3,05	2,49	2,54	(16,7)	Vendite Rete Europa		8,32	7,36	(11,5)
2,24	1,71	1,71	(23,7)	- Italia		6,03	5,07	(15,9)
0,81	0,78	0,83	2,5	- Resto d'Europa		2,29	2,29	
3,25	3,16	3,36	3,4	Vendite Extrarete Europa		9,41	9,32	(1,0)
2,20	2,08	2,26	2,7	- Italia		6,44	6,20	(3,7)
1,05	1,08	1,10	4,8	- Resto d'Europa		2,97	3,12	5,1
0,10	0,11	0,11	10,0	Vendite Extrarete mercati extra europei		0,31	0,32	3,2

(a) Escludono gli special item.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2013** la Divisione Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €61 milioni che si confronta con l'utile operativo adjusted di €52 milioni registrato nel terzo trimestre 2012. La performance riflette il peggioramento dello scenario di raffinazione come evidenziato dalla flessione del margine (2,14 \$/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, -73,1% rispetto al terzo trimestre 2012) a causa del calo della domanda di prodotti petroliferi e dell'eccesso di capacità; inoltre, il continuo restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti 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 del livello delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing hanno registrato un sostanziale miglioramento rispetto all'analogo periodo dello scorso anno che scontava i maggiori oneri connessi all'iniziativa commerciale "riparti con eni" ed una migliore performance del business wholesale che ha compensato la contrazione delle vendite retail a seguito del calo della domanda dei prodotti petroliferi e dell'elevata pressione competitiva.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €89 milioni relativi a differenze e derivati su cambi (€28 milioni), svalutazioni di investimenti di periodo di compliance e stay-in-businesses relativi ad asset svalutati in precedenti esercizi (€23 milioni) e all'accantonamento di oneri ambientali (€19 milioni).

La perdita netta adjusted si attesta a €38 milioni, in peggioramento di €89 milioni rispetto all'utile registrato nel corrispondente periodo del 2012 (€51 milioni) per effetto della minore performance operativa.

Nei **nove mesi 2013** il settore ha riportato la perdita operativa adjusted di €387 milioni, che rappresenta un peggioramento di €73 milioni rispetto ai nove mesi 2012, dovuto agli stessi driver del trimestre.

La perdita netta adjusted si attesta a €229 milioni, in peggioramento di €27 milioni rispetto alla perdita registrata nel corrispondente periodo del 2012 (€202 milioni) per effetto delle maggiori perdite operative.

Andamento operativo

Le **lavorazioni** di greggio e di semilavorati in conto proprio nel terzo trimestre 2013 sono state di 7,12 milioni di tonnellate (20,88 milioni di tonnellate nei nove mesi 2013) con una diminuzione del 12,3% rispetto al terzo trimestre 2012 (-6,7% rispetto ai nove mesi 2012). Il tasso di utilizzo degli impianti nei nove mesi 2013 si attesta al 68%. In Italia la flessione dei volumi processati (-13,6% e -6,9% rispettivamente nei due periodi di confronto) riflette le minori lavorazioni principalmente sui siti di Taranto e Livorno al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario, nonché la fermata programmata di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni presso Sannazzaro e Gela per effetto delle fermate del 2012. All'estero, le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,8% nel trimestre (-6% nei nove mesi) in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata della Ceska Rafinerska.

Le **vendite rete in Italia** di 1,71 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2013 (5,07 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono diminuite di circa 530 mila tonnellate, pari al 23,7% (circa -960 mila tonnellate, -15,9% nei nove mesi), per effetto del calo della domanda e della maggiore pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 27,2%, in diminuzione di 7,3 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (34,5%) che beneficiava dell'effetto positivo dell'iniziativa "riparti con eni".

Le **vendite extrarete in Italia** (2,26 milioni di tonnellate nel terzo trimestre; 6,20 milioni di tonnellate nei nove mesi) hanno registrato un incremento di circa 60 mila tonnellate, pari al 2,7% rispetto al terzo trimestre 2012 (-3,7% nei nove mesi) principalmente di gasoli e bitumi. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati di oli combustibili e bunkeraggi a causa del calo della domanda. La quota di mercato extrarete media nel terzo trimestre si attesta al 30,3%, in linea con il 2012.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 830 mila tonnellate nel terzo trimestre 2013 (2,29 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono in lieve crescita rispetto al corrispondente periodo del 2012 (+2,5%; stabili rispetto ai nove mesi 2012), grazie ai maggiori volumi commercializzati in tutti i mercati di presenza, principalmente in Germania.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,10 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2013 sono in crescita del 4,8% rispetto al periodo di confronto (3,12 milioni di tonnellate nei nove mesi, +5,1% rispetto all'analogo periodo del 2012) grazie ai maggiori volumi commercializzati principalmente in Francia, Germania e Slovenia.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
31.494	28.111	29.423	(6,6)	Ricavi della gestione caratteristica	94.697	88.699	(6,3)
228	139	343	50,4	Altri ricavi e proventi	979	713	(27,2)
(25.298)	(24.251)	(24.096)	4,8	Costi operativi	(73.799)	(73.812)	
190	(51)	(37)	..	Altri proventi e oneri operativi	(182)	(47)	74,2
(2.533)	(2.489)	(2.330)	8,0	Ammortamenti e svalutazioni	(8.274)	(6.957)	15,9
4.081	1.459	3.303	(19,1)	Utile operativo	13.421	8.596	(36,0)
(413)	(434)	(134)	67,6	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.054)	(735)	30,3
1.538	526	3.639	..	Proventi netti su partecipazioni	2.932	4.313	47,1
5.206	1.551	6.808	30,8	Utile prima delle imposte	15.299	12.174	(20,4)
(2.402)	(1.677)	(2.689)	(11,9)	Imposte sul reddito	(8.456)	(6.617)	21,7
46,1	108,1	39,5		Tax rate (%)	55,3	54,4	
2.804	(126)	4.119	46,9	Utile netto - continuing operations	6.843	5.557	(18,8)
48			..	Utile netto - discontinued operations	307		..
2.852	(126)	4.119	44,4	Utile netto	7.150	5.557	(22,3)
2.485	275	3.989	60,5	Di competenza Eni	6.329	5.807	(8,2)
2.464	275	3.989	61,9	- continuing operations	6.164	5.807	(5,8)
21			..	- discontinued operations	165		..
367	(401)	130	(64,6)	Interessenze di terzi	821	(250)	..
340	(401)	130	(61,8)	- continuing operations	679	(250)	..
27			..	- discontinued operations	142		..
2.464	275	3.989	61,9	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	6.164	5.807	(5,8)
(293)	203	(1)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(363)	209	
(392)	98	(2.817)		Esclusione special item	(189)	(2.884)	
1.779	576	1.171	(34,2)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	5.612	3.132	(44,2)

(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 che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

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

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, 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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

Nove mesi 2013

	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	11.371	(1.005)	(702)	(393)	(248)	(246)	(244)	63	8.596
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(11)	190	132				20	331
Esclusione special item:									
oneri ambientali			35	3			22		60
svalutazioni	41		64	6			4		115
plusvalenze nette su cessione di asset	(86)		(4)		111		(2)		19
accantonamenti a fondo rischi		(82)		4			30		(48)
oneri per incentivazione all'esodo	10	1	6	1	7	3	1		29
derivati su commodity	(1)	218	9		1				227
differenze e derivati su cambi		(155)	9	(9)					(155)
altro	(10)	15	6		(109)	(7)	30		(75)
Special item dell'utile operativo	(46)	(3)	125	5	10	(4)	85		172
Utile operativo adjusted	11.325	(1.019)	(387)	(256)	(238)	(250)	(159)	83	9.099
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(193)	20	(3)	(1)	(4)	(399)	(6)		(586)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	315	107	52	(1)	(6)	223	(1)		689
Imposte sul reddito ^(a)	(6.682)	405	109	36	(106)	(62)		(20)	(6.320)
Tax rate (%)	58,4				68,7
Utile netto adjusted	4.765	(487)	(229)	(222)	(354)	(488)	(166)	63	2.882
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(250)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.132
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.807
Esclusione (utile) perdita di magazzino									209
Esclusione special item									(2.884)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.132

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Novembre 2012

										ALTRE ATTIVITÀ ^(a)		DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS
	E&P	G&P ^(b)	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale		
Utile operativo	13.918	(1.405)	(219)	(359)	1.133	(253)	1.679	(192)	10	14.312	(1.679)	788	(891)	13.421	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(187)	(322)	(26)					(42)	(577)				(577)	
Esclusione special item:															
oneri ambientali		(3)	14	1			71	34		117	(71)	(71)		46	
svalutazioni	92	849	201	8	21			2		1.173				1.173	
plusvalenze nette su cessione di asset	(413)	(4)	1				(22)	(12)		(450)	22		22	(428)	
accantonamenti a fondo rischi		986	(13)			3		4		980				980	
oneri per incentivazione all'esodo	8	4	26	14	2	9	2	1		66	(2)		(2)	64	
derivati su commodity	2				(2)										
differenze e derivati su cambi	(13)	67	(13)	(5)						36				36	
altro	76	7	11			(2)		21		113				113	
Special item dell'utile operativo	(248)	1.906	227	18	21	10	51	50		2.035	(51)		(51)	1.984	
Utile operativo adjusted	13.670	314	(314)	(367)	1.154	(243)	1.730	(142)	(32)	15.770	(1.730)	788	(942)	14.828	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(201)	24	(7)	(2)	(4)	(731)	(54)	(22)		(997)	54		54	(943)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	476	238	55	1	34	29	38			871	(38)		(38)	833	
Imposte sul reddito ^(b)	(8.312)	(17)	64	101	(327)	176	(712)		11	(9.016)	712	(123)	589	(8.427)	
Tax rate (%)	59,6		27,6		41,5			57,6				57,3	
Utile netto adjusted	5.633	559	(202)	(267)	857	(769)	1.002	(164)	(21)	6.628	(1.002)	665	(337)	6.291	
<i>di cui:</i>															
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										821			(142)	679	
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.807			(195)	5.612	
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.329			(165)	6.164	
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(363)				(363)	
Esclusione special item										(159)			(30)	(189)	
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.807			(195)	5.612	

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2013

	E&P	G&P	R&M	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.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2012

	ALTREATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	E&P	G&P ^(b)	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	4.366	(764)	455	(130)	388	(68)	603	(47)	(411)	4.392	(603)	292	(311)	4.081
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(314)	(428)	(44)					295	(491)				(491)
Esclusione special item:														
oneri ambientali			7				60			67	(60)	(60)		7
svalutazioni	1		8							9				9
plusvalenze nette su cessione di asset	(62)	(3)			(1)		(19)	(1)		(86)	19	19		(67)
accantonamenti a fondo rischi		909				3				912				912
oneri per incentivazione all'esodo			2	5	1	1	1			10	(1)	(1)		9
derivati su commodity	1				(1)									
differenze e derivati su cambi	1	(133)	2	(4)						(134)				(134)
altro	29	1	6					8		44				44
Special item dell'utile operativo	(30)	774	25	1	(1)	4	42	7		822	(42)	(42)		780
Utile operativo adjusted	4.336	(304)	52	(173)	387	(64)	645	(40)	(116)	4.723	(645)	292	(353)	4.370
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(65)	16	(1)			(82)	(61)	(1)		(194)	61	61		(133)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	234	51	38		12	29	15			379	(15)	(15)		364
Imposte sul reddito ^(b)	(2.580)	171	(38)	49	(95)	(6)	(266)		48	(2.717)	266	(31)	235	(2.482)
Tax rate [%]	57,3		23,8		44,4			55,4				53,9
Utile netto adjusted	1.925	(66)	51	(124)	304	(123)	333	(41)	(68)	2.191	(333)	261	(72)	2.119
di cui:														
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi										367		(27)		340
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.824		(45)		1.779
Utile netto di competenza azionisti Eni										2.485		(21)		2.464
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(293)				(293)
Esclusione special item										(368)		(24)		(392)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										1.824		(45)		1.779

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2013

	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.383	(454)	(509)	(184)	(681)	(77)	(121)	102	1.459
Esclusione (utile) perdita di magazzino		4	292	94				(64)	326
Esclusione special item:									
oneri ambientali			9	2			36		47
svalutazioni	39		25	6			1		71
plusvalenze nette su cessione di asset	(14)		(2)						(16)
accantonamenti a fondo rischi				4			23		27
oneri per incentivazione all'esodo	9		3	1		1	1		15
derivati su commodity	(2)	133	(2)	1	1				131
differenze e derivati su cambi	(2)	(121)	2	(6)					(127)
altro	(4)	2	8				8		14
Special item dell'utile operativo	26	14	43	8	1	1	69		162
Utile operativo adjusted	3.409	(436)	(174)	(82)	(680)	(76)	(52)	38	1.947
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(62)	4	(3)		(1)	(211)	(6)		(279)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	263	56	1	(1)	11	1			331
Imposte sul reddito ^(a)	(2.169)	145	35	5	21	157		(18)	(1.824)
Tax rate (%)	60,1				91,2
Utile netto adjusted	1.441	(231)	(141)	(78)	(649)	(129)	(58)	20	175
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(401)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									576
Utile netto di competenza azionisti Eni									275
Esclusione (utile) perdita di magazzino									203
Esclusione special item									98
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									576

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi	
				2012	2013
67	47	6	Oneri ambientali	117	60
9	71	27	Svalutazioni	1.173	115
(86)	(16)	85	Plusvalenze nette su cessione di asset	(450)	19
912	27	27	Accantonamenti a fondo rischi	980	(48)
10	15	10	Oneri per incentivazione all'esodo	66	29
	131	173	Derivati su commodity		227
(134)	(127)	(84)	Differenze e derivati su cambi	36	(155)
44	14	(103)	Altro	113	(75)
822	162	141	Special item dell'utile operativo	2.035	172
280	155	30	Oneri (proventi) finanziari	111	149
			di cui:		
134	127	84	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(36)	155
(1.174)	(195)	(3.422)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(2.071)	(3.624)
			di cui:		
(310)	(174)	(3.422)	- plusvalenze da cessione	(317)	(3.596)
		(3.359)	di cui: plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa		(3.359)
(288)	(95)		Galp	(288)	(95)
	(75)		Snam		(75)
(865)			- plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni	(1.700)	
(865)			di cui: Galp	(1.700)	
(296)	(24)	434	Imposte sul reddito	(234)	419
			di cui:		
91	90	99	linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro	107	189
(387)	(114)	335	fiscalità su special item	(341)	230
(368)	98	(2.817)	Totale special item dell'utile netto	(159)	(2.884)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
8.736	7.835	8.066	(7,7)	Exploration & Production	26.632	23.684	(11,1)
7.276	6.520	6.058	(16,7)	Gas & Power	27.269	23.420	(14,1)
17.113	15.839	15.831	(7,5)	Refining & Marketing	46.614	45.559	(2,3)
1.644	1.520	1.453	(11,6)	Versalis	4.885	4.516	(7,6)
3.467	2.011	3.459	(0,2)	Ingegneria & Costruzioni	9.480	8.458	(10,8)
16	26	17	6,3	Altre attività	77	65	(15,6)
345	354	355	2,9	Corporate e società finanziarie	1.009	1.035	2,6
8	202	(2)		Effetto eliminazione utili interni	(163)	(29)	
(7.111)	(6.196)	(5.814)		Elisioni di consolidamento	(21.106)	(18.009)	
31.494	28.111	29.423	(6,6)		94.697	88.699	(6,3)

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
24.129	22.911	22.902	(5,1)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	70.378	70.051	(0,5)
919	74	33		<i>di cui: altri special item</i>	1.026	12	
1.169	1.340	1.194	2,1	Costo lavoro	3.421	3.761	9,9
9	15	10		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	64	29	
25.298	24.251	24.096	(4,8)		73.799	73.812	

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
2.121	2.058	1.931	(9,0)	Exploration & Production	5.948	5.743	(3,4)
104	70	81	(22,1)	Gas & Power	309	242	(21,7)
81	79	76	(6,2)	Refining & Marketing	246	227	(7,7)
22	21	23	4,5	Versalis	65	65	
186	181	181	(2,7)	Ingegneria & Costruzioni	502	537	7,0
17	16	17		Corporate e società finanziarie	50	47	(6,0)
(7)	(7)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(19)	(19)	
2.524	2.418	2.303	(8,8)	Ammortamenti	7.101	6.842	(3,6)
9	71	27	..	Svalutazioni	1.173	115	(90,2)
2.533	2.489	2.330	(8,0)		8.274	6.957	(15,9)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2013	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	107	107	16	(6)	12	236
Dividendi	205		36		116	357
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3.359		67		97	3.523
Altri proventi netti	3		21		173	197
	3.674	107	140	(6)	398	4.313

Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi		
				2012	2013	Var. ass.
			Utile ante imposte			
510	(1.236)	(316)	Italia	1.060	(1.447)	(2.507)
4.696	2.787	7.124	Estero	14.239	13.621	(618)
5.206	1.551	6.808		15.299	12.174	(3.125)
			Imposte sul reddito			
(190)	(254)	165	Italia	108	10	(98)
2.592	1.931	2.524	Estero	8.348	6.607	(1.741)
2.402	1.677	2.689		8.456	6.617	(1.839)
			Tax rate (%)			
..	Italia	10,2
55,2	69,3	35,4	Estero	58,6	48,5	(10,1)
46,1	108,1	39,5		55,3	54,4	(0,9)

Utile netto adjusted

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
1.925	1.441	1.654	(14,1)	Exploration & Production	5.633	4.765	(15,4)
(66)	(231)	(116)	(75,8)	Gas & Power	559	(487)	..
51	(141)	(38)	..	Refining & Marketing	(202)	(229)	(13,4)
(124)	(78)	(86)	30,6	Versalis	(267)	(222)	16,9
304	(649)	165	(45,7)	Ingegneria & Costruzioni	857	(354)	..
(41)	(58)	(53)	(29,3)	Altre attività	(164)	(166)	(1,2)
(123)	(129)	(210)	(70,7)	Corporate e società finanziarie	(769)	(488)	36,5
193	20	(15)		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	644	63	
2.119	175	1.301	(38,6)		6.291	2.882	(54,2)
				di competenza:			
1.779	576	1.171	(34,2)	- azionisti Eni	5.612	3.132	(44,2)
340	(401)	130	(61,8)	- interessenze di terzi	679	(250)	..

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

(€ milioni)

	31 dic. 2012	30 giu. 2013	30 sett. 2013	Var. ass. vs 31 dic. 2012	Var. ass. vs 30 giu. 2013
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	24.575	25.946	1.483	1.371
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	5.731	5.795	611	64
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	18.844	20.151	872	1.307
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(7.850)	(6.016)	1.749	1.834
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(34)	(11)	(4.528)	(4.494)	(4.517)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(222)	(256)	897	(34)
Indebitamento finanziario netto	15.511	16.492	15.146	(365)	(1.346)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.558	61.845	62.609	51	764
Leverage	0,25	0,27	0,24	(0,01)	(0,03)

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2013

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2013 ^(a)
Eni SpA	1.301
Eni Finance International SA	114
	1.415

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2013 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2013 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.250	EUR	1.232	2016	fisso	0,625
Eni SpA	1.000	EUR	994	2023	fisso	3,250
Eni SpA	900	EUR	895	2025	fisso	3,750
			3.121			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

[€ milioni]

	31 dic. 2012	30 giu. 2013	30 sett. 2013
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.765	7.850	6.016
Altre attività finanziarie destinate al trading			4.522
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	235	213	207
Crediti commerciali e altri crediti	28.747	28.679	27.588
Rimanenze	8.496	8.035	8.690
Attività per imposte sul reddito correnti	771	758	698
Attività per altre imposte correnti	1.230	1.045	1.059
Altre attività correnti	1.624	1.391	1.356
	48.868	47.971	50.136
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	63.466	64.441	63.785
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.359	2.557
Attività immateriali	4.487	4.533	4.425
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.262	4.518	4.468
Altre partecipazioni	5.085	2.819	3.008
Altre attività finanziarie	1.229	1.132	1.165
Attività per imposte anticipate	5.027	5.485	4.324
Altre attività non correnti	4.400	3.841	3.558
	90.494	89.128	87.290
Attività destinate alla vendita	516	486	389
TOTALE ATTIVITÀ	139.878	137.585	137.815
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.223	2.904	2.862
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.961	2.827	2.933
Debiti commerciali e altri debiti	23.581	22.343	22.000
Passività per imposte sul reddito correnti	1.622	1.066	991
Passività per altre imposte correnti	2.162	2.860	2.510
Altre passività correnti	1.437	1.221	1.357
	33.986	33.221	32.653
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	19.279	18.844	20.151
Fondi per rischi e oneri	13.603	13.180	12.858
Fondi per benefici ai dipendenti	1.374	1.400	1.398
Passività per imposte differite	6.740	6.775	5.832
Altre passività non correnti	1.977	1.941	1.950
	42.973	42.140	42.189
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	361	379	364
TOTALE PASSIVITÀ	77.320	75.740	75.206
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	3.498	2.868	2.926
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(16)	(15)	(115)
Altre riserve	49.438	53.370	52.180
Azioni proprie	(201)	(201)	(201)
Acconto sul dividendo	(1.956)		(1.993)
Utile netto del periodo	7.790	1.818	5.807
Totale patrimonio netto di Eni	59.060	58.977	59.683
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.558	61.845	62.609
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.878	137.585	137.815

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi	
				2012	2013
			RICAVI		
31.494	28.111	29.423	Ricavi della gestione caratteristica	94.697	88.699
228	139	343	Altri ricavi e proventi	979	713
31.722	28.250	29.766	Totale ricavi	95.676	89.412
			COSTI OPERATIVI		
24.129	22.911	22.902	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	70.378	70.051
1.169	1.340	1.194	Costo lavoro	3.421	3.761
190	(51)	(37)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(182)	(47)
2.533	2.489	2.330	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	8.274	6.957
4.081	1.459	3.303	UTILE OPERATIVO	13.421	8.596
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
(129)	1.280	1.237	Proventi finanziari	6.081	4.464
(251)	(1.666)	(1.377)	Oneri finanziari	(6.902)	(5.186)
(33)	(48)	6	Strumenti finanziari derivati	(233)	(13)
(413)	(434)	(134)		(1.054)	(735)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
92	132	33	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	434	236
1.446	394	3.606	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	2.498	4.077
		3.359	- di cui plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa		3.359
1.538	526	3.639		2.932	4.313
5.206	1.551	6.808	UTILE ANTE IMPOSTE	15.299	12.174
(2.402)	(1.677)	(2.689)	Imposte sul reddito	(8.456)	(6.617)
2.804	(126)	4.119	Utile netto - continuing operations	6.843	5.557
48			Utile netto - discontinued operations	307	
2.852	(126)	4.119	Utile netto	7.150	5.557
			Di competenza Eni:		
2.464	275	3.989	- continuing operations	6.164	5.807
21			- discontinued operations	165	
2.485	275	3.989		6.329	5.807
			Interessenze di terzi		
340	(401)	130	- continuing operations	679	(250)
27			- discontinued operations	142	
367	(401)	130		821	(250)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,69	0,07	1,10	- semplice	1,75	1,60
0,69	0,07	1,10	- diluito	1,75	1,60
			Utile per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,68	0,07	1,10	- semplice	1,70	1,60
0,68	0,07	1,10	- diluito	1,70	1,60

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2012	2013
Utile netto del periodo	7.150	5.557
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	89	(1.122)
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>	432	(36)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(66)	(141)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	5	(2)
<i>"Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"</i>	13	
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	24	43
	497	(1.258)
Totale utile complessivo	7.647	4.299
Di competenza:		
- azionisti Eni	6.820	4.578
- interessenze di terzi	827	(279)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012		62.558
Totale utile (perdita) complessivo di periodo	4.299	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(251)	
Interessenze di terzi uscite dall'area di consolidamento	(22)	
Acquisto quote Tigáz	(28)	
Altre variazioni	2	
Totale variazioni		51
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2013		62.609
Di competenza:		
- azionisti Eni		59.683
- interessenze di terzi		2.926

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Novembre 2012 2013	
2.804	(126)	4.119	Utile netto del periodo - continuing operations	6.843	5.557
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:</i>		
2.524	2.418	2.303	Ammortamenti	7.101	6.842
9	71	27	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.173	115
(92)	(132)	(33)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(434)	(236)
(369)	(117)	(3.336)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(739)	(3.504)
(275)	(271)	(51)	Dividendi	(431)	(357)
(42)	(31)	(53)	Interessi attivi	(90)	(120)
220	187	163	Interessi passivi	640	534
2.402	1.677	2.689	Imposte sul reddito	8.456	6.617
(891)	194	(248)	Altre variazioni	(1.789)	(73)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(1.648)	425	(969)	- rimanenze	(2.269)	(309)
(1.044)	3.217	1.726	- crediti commerciali	(439)	1.344
1.294	(3.376)	662	- debiti commerciali	196	(1.150)
345	144	(191)	- fondi per rischi e oneri	676	(489)
(655)	38	(1.591)	- altre attività e passività	(165)	218
(1.708)	448	(363)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(2.001)	(386)
10	8	4	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	24	19
186	375	103	Dividendi incassati	660	512
28	37	5	Interessi incassati	53	63
(85)	(254)	(134)	Interessi pagati	(627)	(827)
(2.812)	(2.530)	(2.159)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(8.590)	(6.968)
1.909	1.954	3.036	Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	10.249	7.788
(67)			Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	15	
1.842	1.954	3.036	Flusso di cassa netto da attività operativa	10.264	7.788
			Investimenti:		
(2.751)	(2.269)	(2.660)	- attività materiali	(7.837)	(7.546)
(736)	(543)	(393)	- attività immateriali	(1.790)	(1.438)
			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(178)	(28)
(207)	(63)	(40)	- partecipazioni	(335)	(188)
(2)	(9)	(5.622)	- titoli	(2)	(5.640)
243	(143)	(161)	- crediti finanziari	(365)	(685)
(87)	221	(147)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(392)	(8)
(3.540)	(2.806)	(9.023)	Flusso di cassa degli investimenti	(10.899)	(15.533)
			Disinvestimenti:		
112	134	22	- attività materiali	839	208
31	4	3	- attività immateriali	61	7
		3.401	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(2)	3.401
759	2.252	119	- partecipazioni	778	2.394
	7	1.105	- titoli	32	1.132
56	(28)	(10)	- crediti finanziari	388	1.305
69	29	80	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(292)	131
1.027	2.398	4.720	Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.804	8.578
(2.513)	(408)	(4.303)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(9.095)	(6.955)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi 2012 2013	
5.677	1.606	2.260	Assunzione di debiti finanziari non correnti	10.489	4.854
(3.022)	(3.220)	(793)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.703)	(4.046)
618	(4)	14	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	64	884
3.273	(1.618)	1.481		6.850	1.692
		(4)	Apporti netti di capitale proprio da terzi		(4)
7		1	Cessione (acquisto) di azioni proprie diverse dalla controllante	29	1
609		(3)	Cessione (Acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	605	(28)
(1.956)	(1.956)	(1.993)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.840)	(3.949)
(24)	(173)	(40)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(438)	(251)
1.909	(3.747)	(558)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	3.206	(2.539)
2	(15)		Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(4)	(15)
(13)	(30)	(9)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(4)	(28)
1.227	(2.246)	(1.834)	Flusso di cassa netto del periodo	4.367	(1.749)
4.640	10.096	7.850	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.500	7.765
5.867	7.850	6.016	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.867	6.016

(*) 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)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi 2012 2013	
			Investimenti finanziari:		
(2)		(5.620)	- titoli	(2)	(5.620)
293	26	(1)	- crediti finanziari	(57)	(143)
291	26	(5.621)		(59)	(5.763)
			Disinvestimenti finanziari:		
9	7	1.102	- titoli	16	1.124
(1)	(15)	(37)	- crediti finanziari	6	1.037
8	(8)	1.065		22	2.161
299	18	(4.556)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(37)	(3.602)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Nove mesi 2012 2013	
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda	
			108	26
			171	27
			46	(5)
			(99)	(19)
			226	29
			Effetto netto degli investimenti	
			Interessenza di terzi	
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	
			Trasferimento di partecipazioni non consolidate	
			226	29
			Totale prezzo di acquisto	
			a dedurre:	
			(48)	(1)
			178	28
			Flusso di cassa degli investimenti	
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	
	61		1	61
	50		1	50
	16		5	16
	(77)		(8)	(77)
	50		(1)	50
			Effetto netto dei disinvestimenti	
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	
	3.359		2	3.359
	(8)		(1)	(8)
	3.401			3.401
			Totale prezzo di vendita	
			a dedurre:	
			(2)	
	3.401		(2)	3.401
			Flusso di cassa dei disinvestimenti	

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
2.710	2.563	2.537	(6,4)	Exploration & Production	7.165	7.430	3,7
1			..	- acquisto di riserve proved e unproved	28		..
621	478	358	(42,4)	- ricerca esplorativa	1.447	1.302	(10,0)
2.059	2.063	2.149	4,4	- sviluppo	5.627	6.056	7,6
29	22	30	3,4	- altro	63	72	14,3
43	57	64	48,8	Gas & Power	128	149	16,4
42	49	60	42,9	- mercato	120	136	13,3
1	8	4	..	- trasporto internazionale	8	13	62,5
192	126	160	(16,7)	Refining & Marketing	482	370	(23,2)
143	93	126	(11,9)	- raffinazione, supply e logistica	386	289	(25,1)
49	33	34	(30,6)	- marketing	96	81	(15,6)
35	58	74	..	Versalis	101	185	83,2
229	151	190	(17,0)	Ingegneria & Costruzioni	775	680	(12,3)
2	4	4	..	Altre attività	10	9	(10,0)
29	45	20	(31,0)	Corporate e società finanziarie	83	127	53,0
(16)	(192)	4		Elisioni di consolidamento	127	34	
3.224	2.812	3.053	(5,3)		8.871	8.984	1,3

Nei nove mesi 2013 gli investimenti tecnici di €8.984 milioni (€8.871 milioni nei nove mesi 2012) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Angola, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakhstan e Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Togo, Norvegia, Congo, Angola, Stati Uniti e Cina nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€680 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica in Italia e all'estero (€289 milioni) finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€81 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€85 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013	Var. % III trim. 13 vs 12		Nove mesi		
					2012	2013	Var. %
194	196	153	(21,1)	Italia	551	546	(0,9)
556	556	535	(3,8)	Resto d'Europa	1.523	1.674	9,9
310	196	221	(28,7)	Africa Settentrionale	922	609	(33,9)
896	875	874	(2,5)	Africa Sub-Sahariana	2.243	2.480	10,6
175	164	170	(2,9)	Kazakhstan	516	494	(4,3)
291	318	203	(30,2)	Resto dell'Asia	602	730	21,3
246	230	357	45,1	America	754	838	11,1
42	28	24	(42,9)	Australia e Oceania	54	59	9,3
2.710	2.563	2.537	(6,4)		7.165	7.430	3,7

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013			Nove mesi	
					2012	2013
1.718	1.648	1.653	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.686	1.633
187	181	189	Italia		188	183
162	151	141	Resto d'Europa		180	150
593	598	569	Africa Settentrionale		578	574
387	322	377	Africa Sub-Sahariana		352	337
90	105	90	Kazakhstan		102	99
128	150	143	Resto dell'Asia		123	144
135	110	117	America		125	116
36	31	27	Australia e Oceania		38	30
150,5	140,3	141,8	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	444,3	417,9

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013			Nove mesi	
					2012	2013
891	845	851	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	871	838
61	67	77	Italia		63	69
85	76	72	Resto d'Europa		96	76
275	259	253	Africa Settentrionale		264	256
265	240	266	Africa Sub-Sahariana		251	248
56	68	55	Kazakhstan		62	61
45	57	47	Resto dell'Asia		41	49
87	67	72	America		74	69
17	11	9	Australia e Oceania		20	10

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013			Nove mesi	
					2012	2013
129	125	125	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	127	124
20	18	17	Italia		19	18
12	12	11	Resto d'Europa		13	12
49	52	50	Africa Settentrionale		49	50
19	13	17	Africa Sub-Sahariana		16	14
5	6	5	Kazakhstan		6	6
13	14	15	Resto dell'Asia		13	14
8	7	7	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 (15,4 e 12,2 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2013 e 2012, rispettivamente, e 13 e 10,5 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2013 e 2012, rispettivamente e 12,8 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2013).

Versalis

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi 2012 2013	
			Vendite	(€ milioni)	
839	735	659	Intermedi	2.287	2.077
775	727	750	Polimeri	2.466	2.274
30	58	44	Altri ricavi	132	165
1.644	1.520	1.453		4.885	4.516
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
886	914	849	Intermedi	2.699	2.657
598	614	576	Polimeri	1.899	1.793
1.484	1.528	1.425		4.598	4.450

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2012	II trim. 2013	III trim. 2013		Nove mesi 2012 2013	
			Ordini acquisiti		
1.432	3.150	711	Engineering & Construction Offshore	5.661	4.866
1.040	1.043	220	Engineering & Construction Onshore	2.456	2.176
126	8	107	Perforazioni mare	531	1.020
239	67	372	Perforazioni terra	492	499
2.837	4.268	1.410		9.140	8.561

(€ milioni)

Portafoglio ordini	31 dic. 2012	30 sett. 2013
	19.739	19.520