



Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2014

San Donato Milanese, 30 ottobre 2014 - il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2014 (non sottoposti a revisione contabile)¹.

Highlight finanziari

- Cash flow operativo² del trimestre: €3,98 miliardi, il più elevato tra gli analoghi periodi negli ultimi 5 anni; €9,72 miliardi nei nove mesi, +24% rispetto ai nove mesi del 2013;
- Leverage a 0,25 invariato rispetto al 31 dicembre 2013;
- Utile operativo adjusted: €3,03 miliardi nel trimestre (-11,8%); €9,25 miliardi nei nove mesi (+1,2%);
- Utile netto adjusted: €1,17 miliardi nel trimestre (+2,5%); €3,24 miliardi nei nove mesi (+3,2%);
- Utile netto: €1,71 miliardi nel trimestre (-57%); €3,68 miliardi nei nove mesi (-36,7%); nel 2013 rilevata la plusvalenza sulla cessione del 20% della scoperta in Mozambico per circa €3 miliardi.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: stabile a 1,58 milioni di boe/giorno (1,59 milioni di boe/giorno nell'anno 2013³);
- Esplorazione: rilevanti scoperte in Congo (Marine XII) e Indonesia (East Sepinggan) che si sommano alle recenti scoperte "near-field" in Angola ed Ecuador. Per tutte vale l'aspettativa di una messa in produzione molto rapida. Nei nove mesi accertate risorse esplorative per 700 milioni di boe per un costo unitario di \$1,9;
- Sviluppo: proseguono le attività principalmente in Angola, Congo, Norvegia e Indonesia, dove i nuovi campi contribuiranno in modo rilevante alla crescita produttiva nel prossimo quadriennio. Proseguono inoltre le attività di pre-sviluppo in Mozambico;
- Accordo in Congo per il prolungamento di permessi produttivi esistenti e l'avvio di nuove iniziative petrolifere;
- Midstream: proseguono in linea con le attese le attività di ristrutturazione nella raffinazione e nel gas annunciate lo scorso luglio.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Sono particolarmente soddisfatto degli eccellenti risultati nella generazione della cassa, record degli ultimi 5 anni nonostante uno scenario non favorevole, conseguiti grazie agli sforzi compiuti negli ultimi mesi. Ciò rende ancor più credibile l'obiettivo di crescita della generazione di cassa dichiarato al mercato lo scorso luglio. L'esplorazione continua a fornire un contributo straordinario alla crescita futura del nostro portafoglio upstream, mentre lo sviluppo della nuova produzione prevista nel quadriennio prosegue secondo previsioni così come la ristrutturazione dei business della raffinazione e del gas. Sono convinto che questa strategia ed i risultati che ne derivano siano la miglior garanzia di redditività e di solidità per Eni in un contesto di prezzi decrescenti".

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

[2] Flusso di cassa netto da attività operativa.

[3] Escluso il contributo di Artic Russia per effetto del disinvestimento.

Highlight finanziari

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		(€ milioni)	Nove mesi		
						2013	2014	Var. %
RISULTATI ECONOMICI ^(a)								
3.438	2.728	3.032	(11,8)	Utile operativo adjusted ^(b)		9.143	9.251	1,2
1.140	883	1.169	2,5	Utile netto adjusted		3.142	3.243	3,2
0,31	0,24	0,32	3,2	- per azione (€) ^(c)		0,87	0,90	3,4
0,82	0,66	0,85	3,7	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		2,29	2,44	6,6
3.989	658	1.714	(57,0)	Utile netto		5.807	3.675	(36,7)
1,10	0,18	0,48	(56,4)	- per azione (€) ^(c)		1,60	1,02	(36,3)
2,91	0,49	1,27	(56,4)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		4,21	2,76	(34,4)

(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 2014 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted consolidato di €3,03 miliardi con una riduzione dell'11,8% rispetto al terzo trimestre 2013 per effetto principalmente della contrazione del risultato nell'Exploration & Production (-€828 milioni, pari al -21,1%) a causa della flessione dei prezzi del petrolio (-7,7% per il riferimento Brent) e del gas, nonché del calo produttivo.

Nonostante il difficile contesto di mercato caratterizzato dal deterioramento dei prezzi di vendita e la stagnazione della domanda, il settore Gas & Power ha ridotto di circa due terzi la perdita operativa (a -€109 milioni rispetto a -€344 milioni nel terzo trimestre 2013) grazie alle rinegoziazioni di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term. Il settore Refining & Marketing sostenuto dalla riduzione delle perdite della Raffinazione grazie a un lieve rialzo dello scenario e alle continue azioni di efficienza/ottimizzazione mostra un utile di €39 milioni (rispetto alla perdita operativa di €55 milioni del trimestre di confronto). Gli stessi driver hanno determinato il leggero recupero dei risultati di Versalis con perdite operative ridotte dell'11,7%. In calo la performance della controllata Saipem (-29,5%) che riflette l'ancora elevata incidenza di commesse a margini ridotti acquisite in passati esercizi.

Nei nove mesi 2014 l'utile operativo adjusted consolidato di €9,25 miliardi è aumentato dell'1,2% per effetto della migliorata performance del settore Gas & Power che riflette i benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas long-term riferiti in parte a gas approvvigionato nel precedente anno termico e del recupero della controllata Saipem (+€702 milioni) a fronte delle perdite straordinarie rilevate nel 2013. Tali driver hanno più che assorbito il peggioramento della Exploration & Production e degli altri settori.

Utile netto adjusted

Nel terzo trimestre 2014 l'utile netto adjusted di €1,17 miliardi evidenzia un incremento del 2,5%: il peggioramento della performance operativa e i minori risultati conseguiti dalle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono stati più che compensati dalla flessione del tax rate consolidato di 5 punti percentuali, dovuta principalmente alla minore incidenza dell'Exploration & Production sull'utile ante imposte consolidato. Nei nove mesi 2014 l'utile netto adjusted di €3,24 miliardi aumenta del 3,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente per gli stessi driver del trimestre nonchè per effetto della mancata valorizzazione fiscale della perdita del settore Ingegneria & Costruzioni nei nove mesi 2013 (tax rate consolidato in riduzione di 5 punti percentuali).

Utile netto reported

L'utile netto reported del terzo trimestre 2014 di €1,71 miliardi rileva un provento fiscale pari a €0,82 miliardi (al quale si aggiunge la componente interessi per €0,01 miliardi) per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009. Nel terzo trimestre 2013 l'utile netto di €3,99 miliardi includeva la plusvalenza di circa €3 miliardi sulla cessione dell'interest del 20% nella scoperta in Mozambico.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €3,08 miliardi nel terzo trimestre (€8,61 miliardi nei nove mesi) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi e i progetti di ricerca esplorativa. Nei nove mesi sono stati sostenuti €0,28 miliardi di investimenti finanziari.

Struttura patrimoniale e cash flow

L'indebitamento finanziario netto⁴ al 30 settembre 2014 è pari a €15,84 miliardi con un incremento di €0,87 miliardi rispetto a fine 2013, di cui €0,25 miliardi effetto delle differenze cambio. Nei nove mesi, il flusso di cassa netto da attività operativa di €9,72 miliardi, che sconta minori crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile rispetto a quanto fatto a fine 2013 (-€0,78 miliardi), e gli incassi da dismissione di €3,23 miliardi, relativi principalmente alla partecipazione in Artic Russia e alla residua partecipazione finanziaria in Galp, hanno sostanzialmente coperto i fabbisogni relativi al pagamento dei dividendi (circa €4 miliardi, di cui circa €2 miliardi relativi all'acconto dividendo 2014), all'acquisto di azioni proprie (€0,29 miliardi) e agli investimenti di periodo (€8,9 miliardi).

Rispetto alla situazione al 30 giugno 2014, l'indebitamento finanziario netto è aumentato di €1,24 miliardi per effetto del pagamento dell'acconto dividendo 2014 e degli investimenti di periodo, parzialmente compensati dal flusso di cassa netto da attività operativa (€3,98 miliardi) e dagli incassi da dismissioni (€0,22 miliardi).

Il leverage⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari a 0,25 al 30 settembre 2014, invariato rispetto al 31 dicembre 2013. L'effetto dell'incremento dell'indebitamento finanziario netto è stato compensato dalla crescita del total equity dovuta oltre che al risultato di periodo, all'effetto positivo (+€3,76 miliardi) delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale, grazie al sensibile apprezzamento della divisa statunitense rispetto all'euro (+9% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2013 e al 30 settembre 2014).

Highlight operativi

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13			Nove mesi		
						2013	2014	Var. %
PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI								
1.653	1.584	1.576	(4,7)	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.633	1.581	(3,2)
851	813	812	(4,6)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	838	815	(2,7)
125	120	119	(4,8)	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	124	119	(4,0)
18,35	19,09	19,62	6,9	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	67,61	65,47	(3,2)
8,45	7,75	8,26	(2,2)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	26,30	24,26	(7,8)
2,54	2,38	2,41	(5,1)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,36	6,95	(5,6)

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2014 la produzione di idrocarburi è stata di 1,576 milioni di boe/giorno. Nel confronto su base omogenea, con esclusione cioè del disinvestimento degli asset in Siberia (circa 30 mila boe/giorno), a parità di prezzi di riferimento nei contratti di production sharing e al netto dei fattori geopolitici, la produzione registra una riduzione di 3,5 punti percentuali (-1% nei nove mesi a 1,581 milioni di boe/giorno). La crescita produttiva nel Regno Unito, Algeria e Stati Uniti è stata più che assorbita dal declino delle produzioni mature e da fermate non programmate. La produzione dei nove mesi risulta stabile se comparata con quella conseguita nell'intero anno 2013.

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2014 in uno scenario caratterizzato dalla debolezza della domanda e perdurante pressione competitiva, le vendite di gas naturale di 19,62 miliardi di metri cubi sono aumentate del 6,9% rispetto al terzo trimestre 2013. Le vendite in Italia (7,24 miliardi di metri cubi) sono cresciute del 18,1% grazie ai maggiori volumi commercializzati spot e nel segmento grossisti. Le vendite nei mercati europei (9,21 miliardi di metri cubi) evidenziano un incremento del 13% principalmente in Benelux. Nei nove mesi 2014 le vendite di 65,47 miliardi di metri cubi sono diminuite del 3,2% a causa dell'effetto climatico del primo trimestre e della debolezza della domanda.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2014 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni, ha registrato una ripresa rispetto ai valori particolarmente depressi del terzo trimestre 2013. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla debolezza della domanda, eccesso di capacità e crescente pressione competitiva dai flussi di prodotto importato da Russia, Asia e Stati Uniti. Nei nove mesi il margine indicatore Eni ha registrato una flessione del 10,3%.

Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono state di 1,58 milioni di tonnellate, evidenziando una contrazione del

[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.

7,6% a causa del calo dei consumi nazionali e della forte pressione competitiva (4,63 milioni di tonnellate, -8,7% nei nove mesi). La quota di mercato è pari al 25,4% nel terzo trimestre 2014, in calo di 1,8 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (27,2%). Le vendite rete nel resto d'Europa del terzo trimestre 2014 sono stabili rispetto al periodo di confronto.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati dei nove mesi 2014 sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+2,9%).

Sviluppi di business

Angola

Nel settembre 2014 è stata effettuata una nuova scoperta a olio con il pozzo Ochigufu 1 NFW nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) situato nelle acque profonde dell'Angola. La scoperta, stimata in circa 300 milioni di barili di olio in posto, è localizzata a pochi chilometri di distanza dal West Hub e consente di incrementare la base di risorse producibili dal progetto che è in corso di realizzazione.

Congo

Nel luglio 2014 è stato firmato con le Autorità congolese un accordo di cooperazione per il prolungamento di permessi produttivi esistenti e l'avvio di nuove iniziative petrolifere nel bacino costiero congolese, che si estende dall'onshore Mayombe al deep-offshore.

Nell'ottobre 2014 è stata effettuata una nuova importante scoperta a olio di Minsala Marine nell'offshore del Paese, con un potenziale minerario preliminarmente stimato in circa 1 miliardo di barili di olio equivalente in posto, dei quali l'80% olio. Questa scoperta è la terza effettuata in Congo negli obiettivi pre-salini del permesso Marine XII, dopo quelle di Litchjendily e Nene Marine, entrambe già in corso di sviluppo.

Ecuador

Nel settembre 2014 è stata effettuata un'importante scoperta a olio in Ecuador con il pozzo esplorativo Oglan-2, con un potenziale stimato di olio in posto pari a circa 300 milioni di barili. Lo sviluppo commerciale della scoperta, situata a pochi chilometri dal centro di trattamento del giacimento operato di Villano, sarà avviato in tempi brevi. Tale successo fa parte della nuova campagna esplorativa che Eni sta conducendo per sviluppare il potenziale del Blocco 10, nell'ambito del nuovo contratto di servizio siglato nel 2010 con il Governo dell'Ecuador.

Egitto

Nel settembre 2014 sono state assegnate con il ruolo di operatore le tre licenze esplorative South-West Meleiha (100%) onshore, adiacente alla licenza in produzione di Meleiha Development Lease, e dei Blocchi 9 (100%) e 8 (50%) situati nell'offshore profondo del Mar Mediterraneo al confine con le acque di Cipro. Il perfezionamento avverrà in occasione della ratifica e finalizzazione dei relativi accordi di concessione.

Nell'agosto 2014 è stato avviato il progetto DEKA (Denis-Karawan) con una produzione di 1,8 milioni di metri cubi di gas/giorno e circa 800 barili/giorno di condensati associati. Le produzioni saranno trattate presso l'impianto onshore di El Gamil. Il piccolo produttivo di circa 6,5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni è atteso entro il primo trimestre 2015.

Gabon

Nel luglio 2014 il pozzo Nyonie Deep 1 nel Blocco D4 nelle acque convenzionali del Gabon ha individuato un potenziale in posto stimato in circa 500 milioni di boe di gas e condensati. La scoperta è il risultato della campagna esplorativa che Eni sta conducendo agli obiettivi delle sequenze pre-saline nelle acque convenzionali dell'Africa Occidentale.

Indonesia

Nell'ottobre 2014 è stata effettuata un'importante scoperta a gas nel pozzo esplorativo Merakes 1 situato nel Blocco East Sepinggan (Eni 100%, operatore) nell'offshore indonesiano. La scoperta, stimata in circa 36 miliardi di metri cubi di gas, è collocata in prossimità del campo offshore in sviluppo di Jangkrik operato da Eni e potrà fornire ulteriori volumi all'impianto GNL di Bontang.

Mozambico: accordo di cooperazione nei settori upstream e GNL

Nell'ambito della partnership con la società sudcoreana Korea Gas Corporation (KOGAS), nell'ottobre 2014 è stato firmato un accordo di cooperazione per lo sviluppo di iniziative congiunte nei settori upstream e GNL, in particolare nell'Area 4 del Mozambico.

Myanmar

Il 31 luglio 2014 sono stati firmati i Production Sharing Contract (PSC) per l'esplorazione di due blocchi onshore in Myanmar. Sarà costituita una joint venture tra Eni e la società di Stato Myanmar Production and Exploration Company Ltd (quota Eni 90%) per la conduzione delle attività. Il periodo di esplorazione ha un termine di 6 anni.

Stati Uniti

Nell'agosto 2014 è stato perforato con successo il pozzo esplorativo Stallings 1H, il primo nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources alla fine del 2013 volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale-oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel West Texas. Il pozzo è stato messo in produzione con portate iniziali di 750 barili/giorno di olio. È in corso la perforazione di un secondo pozzo esplorativo, Mitchell 1H, situato nella stessa area.

Vietnam

Nell'ottobre 2014 sono stati firmati i production sharing contract (PSC) per l'esplorazione dei blocchi 116 (Eni 100%) e 124 (Eni 60%) situati al largo delle coste del Vietnam, con un areage complessivo di circa 11.000 chilometri quadrati. Il commitment esplorativo è previsto in 7 anni. L'acquisizione di questi due blocchi consolida la presenza Eni nel Paese e nel bacino del Pacifico. La vicinanza alle recenti aree esplorative in cui Eni opera consentirà di far leva sulle sinergie logistiche e operative con efficienze di tempi e costi.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2014 è caratterizzato da un ridimensionamento della crescita economica globale sulla quale pesano la prolungata stagnazione delle economie europee e il rallentamento nei Paesi emergenti. Il prezzo del petrolio nonostante il permanere del rischio geopolitico e dei conseguenti problemi produttivi in alcuni importanti Paesi, ha registrato dalla seconda metà dell'anno un deciso trend ribassista a causa dell'eccesso di offerta alimentato dalla continua crescita della produzione unconventional USA, scendendo nell'intorno degli 85 \$/barile rispetto a un dato medio di circa \$109 nel primo semestre 2014. Lo scenario competitivo rimane sfidante a causa del perdurare dei deboli fondamentali nelle industrie europee del gas, della raffinazione e della chimica. In questi settori il management non prevede alcun apprezzabile recupero della domanda, mentre la concorrenza, la liquidità del mercato e l'eccesso di offerta/capacità eserciteranno una forte pressione sui prezzi/margini delle commodity energetiche. Sulla base di tale outlook, il management conferma la strategia mirata al progressivo riequilibrio economico e finanziario nei settori G&P, R&M e nella chimica grazie al contenimento dei costi, alla rinegoziazione dei contratti gas di lungo termine, alle ristrutturazioni/riconversioni di capacità e all'innovazione commerciale e di prodotto.

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

- **produzione di idrocarburi:** è prevista sostanzialmente in linea rispetto al 2013 al netto della cessione dell'interest Eni nella joint venture Artic Russia;
- **vendite di gas:** al netto della cessione della joint venture in Germania, sono previste in leggera flessione rispetto al 2013 anche a causa del clima mite registrato nella prima parte del 2014;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in riduzione rispetto al 2013 a causa dei tagli di capacità produttiva e delle ottimizzazioni per lo scenario negativo, in parte compensate dall'avvio dell'unità a tecnologia Eni Slurry (EST) presso il sito di Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2013 a causa della contrazione della domanda in Italia e della pressione competitiva;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il 2014 si conferma un anno di transizione, nel corso del quale Saipem si è aggiudicata un livello senza precedenti di nuovi contratti. Tuttavia il progressivo deterioramento delle condizioni di mercato nel corso dell'anno ha rallentato le tempistiche delle rinegoziazioni dei contratti a bassa marginalità e reso più sfidante l'esecuzione dei nuovi progetti.

Nel 2014 il management prevede l'ottimizzazione dello spending con conseguente riduzione degli investimenti rispetto al 2013 (€12,80 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,32 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2013). Il leverage a fine 2014, assumendo un prezzo del Brent medio nel quarto trimestre e un cambio medio euro/dollaro pari a quelli correnti, è previsto in leggera flessione rispetto al livello di fine 2013 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e al secondo trimestre 2014 e al terzo trimestre 2013 e ai nove mesi 2014 e 2013. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2014, 30 giugno 2014 e al 31 dicembre 2013. 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 nella preparazione della situazione contabile al 30 settembre 2014 differiscono da quelli adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale consolidata 2013 come di seguito spiegato.

Con efficacia 1° gennaio 2014, Eni ha adottato, tra l'altro, le disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 "Bilancio Consolidato" e IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto", emanati dallo IASB nel 2011 e omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. In coerenza con le disposizioni transitorie, Eni ha proceduto alla riesposizione dei dati comparativi pubblicati nel presente comunicato stampa. Per la descrizione di tali principi si fa rinvio alle note illustrative della Relazione finanziaria annuale 2013 depositata presso le Autorità di mercato e Borsa Italiana il 10 aprile 2014. Per l'informativa completa sul restatement dei periodi contabili 2013 a seguito dell'applicazione dei nuovi principi contabili si fa rinvio al comunicato stampa sui risultati del primo trimestre 2014 pubblicato il 29 aprile 2014 e alla relazione semestrale consolidata pubblicata il 1° agosto 2014.

Di seguito è riportata la sintesi dei risultati dei periodi di confronto e dell'intero esercizio 2013 riesposti in base alle disposizioni dei nuovi principi contabili.

[€ milioni]	III trim. 2013		Nove mesi 2013		Esercizio 2013	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
CONTO ECONOMICO						
Utile operativo	3.303	3.302	8.596	8.640	8.856	8.888
<i>di cui:</i>						
<i>G&P</i>	<i>(446)</i>	<i>(434)</i>	<i>(1.005)</i>	<i>(965)</i>	<i>(2.992)</i>	<i>(2.967)</i>
<i>R&M</i>	<i>(145)</i>	<i>(139)</i>	<i>(702)</i>	<i>(680)</i>	<i>(1.517)</i>	<i>(1.492)</i>
Proventi su partecipazioni	3.639	3.646	4.313	4.278	6.115	6.085
Utile netto di competenza azionisti Eni	3.989	3.989	5.807	5.807	5.160	5.160
STATO PATRIMONIALE						
Immobili, impianti e macchinari	63.785	65.082	63.785	65.082	62.506	63.763
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.468	3.608	4.468	3.608	3.934	3.153
Totale attività	137.815	138.989	137.815	138.989	138.088	138.341
RENDICONTO FINANZIARIO						
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.036	3.027	7.788	7.842	10.969	11.026
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.303)	(4.329)	(6.955)	(7.010)	(10.943)	(10.981)
Flusso di cassa netto del periodo	(1.834)	(1.878)	(1.749)	(1.740)	(2.477)	(2.505)

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

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

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, buy-back, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

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 2014 (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 2014

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
2013	2014	2014			2013	2014	Var. %
29.775	27.353	26.600	(10,7)	Ricavi della gestione caratteristica	89.062	83.156	(6,6)
3.302	2.255	2.579	(21,9)	Utile operativo	8.640	8.480	(1,9)
(5)	8	190		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	331	205	
141	465	263		Esclusione special item	172	566	
3.438	2.728	3.032	(11,8)	Utile operativo adjusted	9.143	9.251	1,2
				Dettaglio per settore di attività			
3.916	2.981	3.088	(21,1)	Exploration & Production	11.323	9.519	(15,9)
(344)	70	(109)	68,3	Gas & Power	(979)	202	..
(55)	(219)	39	..	Refining & Marketing	(365)	(403)	(10,4)
(111)	(93)	(98)	11,7	Versalis	(256)	(280)	(9,4)
220	165	155	(29,5)	Ingegneria & Costruzioni	(254)	448	..
(52)	(43)	(42)	19,2	Altre attività	(159)	(130)	18,2
(92)	(58)	(65)	29,3	Corporate e società finanziarie	(250)	(204)	18,4
(44)	(75)	64		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	83	99	
(209)	(252)	(166)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(570)	(639)	
224	285	107		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	654	588	
(2.229)	(1.839)	(1.766)		Imposte sul reddito ^(b)	(6.331)	(5.840)	
64,6	66,6	59,4		Tax rate [%]	68,6	63,5	
1.224	922	1.207	(1,4)	Utile netto adjusted	2.896	3.360	16,0
3.989	658	1.714	(57,0)	Utile netto di competenza azionisti Eni	5.807	3.675	(36,7)
(1)	5	133		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	209	144	
(2.848)	220	(678)		Esclusione special item	(2.874)	(576)	
1.140	883	1.169	2,5	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	3.142	3.243	3,2
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
1,10	0,18	0,48	(56,4)	per azione (€)	1,60	1,02	(36,3)
2,91	0,49	1,27	(56,4)	per ADR (\$)	4,21	2,76	(34,4)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,31	0,24	0,32	3,2	per azione (€)	0,87	0,90	3,4
0,82	0,66	0,85	3,7	per ADR (\$)	2,29	2,44	6,6
3.622,8	3.612,2	3.608,3		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,8	3.612,7	
3.027	3.589	3.984	31,6	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.842	9.724	24,0
3.064	2.979	3.083	0,6	Investimenti tecnici	9.011	8.607	(4,5)

(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. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
2013	2014	2014			2013	2014	Var. %
110,37	109,63	101,85	(7,7)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,45	106,57	(1,7)
1,324	1,371	1,325	0,1	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,317	1,355	2,9
83,36	79,96	76,87	(7,8)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	82,35	78,65	(4,5)
2,43	2,29	4,39	80,7	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	2,92	2,62	(10,3)
10,11	7,55	7,03	(30,5)	Prezzo gas NBP ^(d)	10,54	8,18	(22,4)
0,2	0,3	0,2		Euribor - a tre mesi (%)	0,2	0,3	50,0
0,3	0,2	0,2	(33,3)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,2	(33,3)

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

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

Risultati di Gruppo

Reported

Nel terzo trimestre 2014 Eni ha registrato una riduzione del 21,9% dell'**utile operativo** a €2.579 milioni e del 57% dell'**utile netto di competenza dei propri azionisti** a €1.714 milioni per effetto della flessione della performance operativa dell'upstream a causa della riduzione dei prezzi degli idrocarburi e del calo produttivo, nonché della circostanza che il trimestre di confronto beneficiava della plusvalenza sulla cessione del 20% della scoperta mineraria in Mozambico (€2.994 milioni). Tali fattori negativi sono stati in parte assorbiti dal miglioramento gestionale del business mid-downstream grazie ai benefici connessi alla rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento gas long-term e alle azioni di efficienza e ottimizzazione che hanno consentito di attenuare il peggioramento dello scenario connesso alla flessione dei prezzi delle commodity e alla pressione competitiva.

Inoltre, il risultato del terzo trimestre 2014 è stato influenzato dalla rilevazione di un provento fiscale⁶ di €824 milioni (al quale si aggiunge la componente interessi per €12 milioni) per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Nel terzo trimestre 2014 il tax rate consolidato evidenzia una riduzione di circa 7 punti percentuali che si determina per effetto del citato provento d'imposta.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** dei nove mesi 2014 ammonta a €3.675 milioni con una riduzione di €2.132 milioni rispetto ai nove mesi 2013, pari a -36,7%, per effetto degli stessi fenomeni illustrati nel commento ai risultati del trimestre in parte compensati dalla migliorata performance operativa del settore Gas & Power che riflette i benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas long-term riferiti in parte a gas approvvigionato nel precedente anno termico e dal recupero della controllata Saipem (+€702 milioni) a fronte delle perdite straordinarie rilevate nel 2013.

Adjusted

Nel terzo trimestre 2014 l'**utile operativo adjusted** è stato di €3.032 milioni, con una riduzione dell'11,8% rispetto al terzo trimestre 2013; nei nove mesi 2014 è stato di €9.251 milioni, +1,2%.

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.169 milioni nel terzo trimestre 2014 è aumentato di €29 milioni rispetto al terzo trimestre 2013 (+2,5%). Le rettifiche hanno riguardato la perdita di magazzino di €133 milioni e special item costituiti da proventi netti di €678 milioni al netto del relativo effetto fiscale, con una rettifica complessiva negativa di €545 milioni. Nei nove mesi, l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €3.243 milioni è aumentato del 3,2% rispetto ai nove mesi 2013 dopo aver escluso la perdita di magazzino di €144 milioni e gli special item costituiti da proventi netti di €576 milioni al netto del relativo effetto fiscale, con una rettifica complessiva negativa di €432 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo (€263 milioni nel trimestre; €566 milioni nei nove mesi) si riferiscono essenzialmente a fenomeni/transazioni rilevate nel primo semestre 2014: (i) svalutazioni di proprietà oil&gas, delle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e in Slovacchia per allineamento al probabile prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti, e degli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€34 milioni nel trimestre; €412 milioni nei nove mesi); (ii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €280 milioni nei nove mesi); (iii) accantonamenti per oneri ambientali e per incentivazione all'esodo (€58 milioni e €37 milioni nei nove mesi, rispettivamente); (iv) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (proventi di €223 milioni e €253 milioni nel trimestre e nei nove mesi, rispettivamente).

Gli **special item non operativi** del terzo trimestre e dei nove mesi 2014 escludono principalmente il citato provento d'imposta relativo alla Libyan tax (€748 milioni e €824 milioni, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi) e la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem non ancora eseguite (€158 milioni e €184 milioni, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi)⁷.

[6] Di tale attività potenziale rilevata nel trimestre in base ai criteri dello IFRS 12 era stata fornita disclosure nella Relazione finanziaria semestrale consolidata 2014 alla sezione Garanzie, Impegni e rischi - Contenzioso delle note di commento.

[7] I periodi di confronto sono stati corrispondentemente rettificati.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel terzo trimestre 2014 è stato determinato dal minor utile operativo adjusted registrato dal settore Exploration & Production e dalla controllata Saipem. In controtendenza i settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nei nove mesi, il miglioramento conseguito dal settore Gas & Power e dalla controllata Saipem che nel 2013 risentiva della rilevazione di perdite straordinarie su commessa, è stato in parte compensato dal peggioramento dei risultati di tutti gli altri business.

Exploration & Production

Nel terzo trimestre 2014 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €3.088 milioni con una riduzione del 21,1% determinata dalla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas [-7,7% in media] che segue l'andamento del marker Brent [-7,7%] e la debolezza del mercato del gas soprattutto in Europa, e dalla minore produzione venduta [-3,3 milioni di boe]. Nei nove mesi l'utile operativo adjusted registra una riduzione del 15,9%, su cui hanno inciso anche i maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro [+2,9%].

L'utile netto adjusted di €1.224 milioni è diminuito del 26% (nei nove mesi €3.688 milioni; -22,6%) per effetto dell'incremento di 3 punti percentuali del tax rate a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Gas & Power

Nel terzo trimestre 2014 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €109 milioni, in riduzione di circa due terzi rispetto alla perdita operativa di €344 milioni registrata nel terzo trimestre 2013. Il risultato riflette la migliorata competitività del business grazie ai benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, parzialmente compensati dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva. Il settore ha chiuso il trimestre con la perdita netta adjusted di €63 milioni, in miglioramento di €61 milioni rispetto al terzo trimestre 2013 che chiudeva con una perdita netta adjusted di €124 milioni. Nei nove mesi 2014 il miglioramento è stato di €1.181 milioni registrando l'utile operativo adjusted di €202 milioni a fronte della perdita operativa adjusted di €979 milioni dei nove mesi 2013 per i driver descritti nel trimestre nonché per i benefici economici retroattivi al precedente anno termico di alcune rinegoziazioni. Il settore ha chiuso i nove mesi con l'utile netto adjusted di €134 milioni con un miglioramento di €626 milioni rispetto ai nove mesi 2013.

Refining & Marketing

Nel terzo trimestre 2014 il settore Refining & Marketing è tornato in utile con un miglioramento di €94 milioni rispetto al terzo trimestre del 2013 (l'utile operativo di €39 milioni del trimestre 2014 si confronta con la perdita operativa di €55 milioni) per effetto del parziale recupero dei margini e delle azioni di efficienza e ottimizzazione. L'utile netto adjusted del terzo trimestre 2014 di €42 milioni evidenzia un miglioramento di €80 milioni rispetto alla perdita netta di €38 milioni del terzo trimestre 2013. Nei nove mesi, il settore ha realizzato la perdita operativa adjusted di €403 milioni (in peggioramento di €38 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) per effetto del peggioramento della performance nella prima metà dell'anno, solo in parte compensato dalla ripresa del terzo trimestre 2014. Il settore ha chiuso i nove mesi con la perdita netta adjusted di €282 milioni in peggioramento di €54 milioni rispetto ai nove mesi 2013.

Ingegneria & Costruzioni

Nel terzo trimestre 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato l'utile operativo adjusted di €155 milioni, in riduzione di €65 milioni, a causa dell'ancora elevata incidenza di commesse a margini ridotti acquisite in passati esercizi. Nei nove mesi, il confronto con il 2013 evidenzia un miglioramento di +€702 milioni per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel semestre 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse. L'utile netto adjusted è diminuito di €66 milioni nel trimestre, mentre nei nove mesi è in incremento di €668 milioni.

Versalis

Nel terzo trimestre 2014 Versalis ha registrato la perdita operativa adjusted di €98 milioni con un miglioramento dell'11,7% rispetto al terzo trimestre 2013 beneficiando della riduzione del costo della materia prima petrolifera nonostante il contesto di perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e alla competizione dei produttori asiatici. La perdita netta adjusted di €66 milioni si riduce di €20 milioni per effetto del miglioramento del risultato operativo. Nei nove mesi 2014 la perdita operativa adjusted di €280 milioni è aumentata di €24 milioni, pari al 9,4%. La perdita netta adjusted di €219 milioni è sostanzialmente in linea con il periodo di confronto.

Stato patrimoniale riclassificato^B

(€ milioni)

1 gen. 2013		31 dic. 2013	30 giu. 2014	30 set. 2014	Var. ass. vs 31 dic. 2013	Var. ass. vs 30 giu. 2014
	Capitale immobilizzato					
64.798	Immobili, impianti e macchinari	63.763	65.913	70.099	6.336	4.186
2.541	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	2.457	2.347	(226)	(110)
4.487	Attività immateriali	3.876	3.707	3.656	(220)	(51)
8.538	Partecipazioni	6.180	5.524	5.769	(411)	245
1.126	Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.339	1.556	1.823	484	267
(1.139)	Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.255)	(1.263)	(1.462)	(207)	(199)
80.351		76.476	77.894	82.232	5.756	4.338
	Capitale di esercizio netto					
8.578	Rimanenze	7.939	8.257	8.793	854	536
19.958	Crediti commerciali	21.212	19.706	18.763	(2.449)	(943)
(15.052)	Debiti commerciali	(15.584)	(13.540)	(13.660)	1.924	(120)
(3.265)	Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.062)	(3.678)	(2.775)	287	903
(13.567)	Fondi per rischi e oneri	(13.120)	(14.465)	(14.803)	(1.683)	(338)
1.735	Altre attività (passività) d'esercizio	1.274	2.548	2.397	1.123	(151)
(1.613)		(1.341)	(1.172)	(1.285)	56	(113)
(1.407)	Fondi per benefici ai dipendenti	(1.279)	(1.302)	(1.348)	(69)	(46)
155	Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2.156	442	262	(1.894)	(180)
77.486	CAPITALE INVESTITO NETTO	76.012	75.862	79.861	3.849	3.999
59.060	Patrimonio netto degli azionisti Eni	58.210	58.502	61.351	3.141	2.849
3.357	Interessenze di terzi	2.839	2.759	2.673	(166)	(86)
62.417	Patrimonio netto	61.049	61.261	64.024	2.975	2.763
15.069	Indebitamento finanziario netto	14.963	14.601	15.837	874	1.236
77.486	COPERTURE	76.012	75.862	79.861	3.849	3.999
0,24	Leverage	0,25	0,24	0,25		0,01

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2013 (cambio EUR/USD 1,379 al 31 dicembre 2013, contro 1,258 al 30 settembre 2014, -8,8%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2014, un aumento del capitale investito netto di €4.011 milioni, del patrimonio netto di €3.758 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €253 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€82.232 milioni) è aumentato di €5.756 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto degli investimenti tecnici (€8.607 milioni) e della revisione delle stime dei costi di abbandono e ripristino siti nel settore Exploration & Production per effetto tassi (+€860 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€7.615 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€1.285 milioni) è aumentato di €56 milioni per effetto: i) dell'incremento delle altre attività nette (+€1.123 milioni) dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture nel settore E&P, in parte compensata dalla riduzione del deferred cost relativo al gas prepagato in attivazione della clausola di take-or-pay grazie al recupero ottenuto con le rinegoziazioni; ii) dell'incremento delle rimanenze (+€854 milioni) per effetto dei maggiori lavori in corso nel settore Ingegneria & Costruzioni. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dall'incremento della voce "Fondi per rischi e oneri" (+€1.683 milioni) a seguito della revisione dei citati costi di abbandono e dalla riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (-€525 milioni) principalmente nel settore Gas & Power. I debiti tributari e fondo imposte netto sono diminuiti oltre che per il pagamento delle imposte di periodo anche per l'iscrizione del provento della Libyan tax al netto dello stanziamento di periodo.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€262 milioni) riguardano principalmente il fair value delle reti di distribuzione di carburanti nella Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e la relativa quota di capacità di raffinazione locale.

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

Il **patrimonio netto compreso le interessenze di terzi** (€64.024 milioni) è aumentato di €2.975 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€7.346 milioni) dato dall'utile di conto economico di €3.514 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive dei bilanci in dollari delle consociate estere (€3.758 milioni), nonché dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€203 milioni), al netto del reversal della riserva da valutazione a fair value delle azioni Galp per effetto della cessione. Tale incremento è stato in parte compensato dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.371 milioni (dividendo Eni di €4.006 milioni, di cui acconto dividendo 2014 pari a €2.020 milioni, riacquisto di azioni proprie per €292 milioni e dividendi ad altre entità minori).

Rendiconto finanziario riclassificato⁹

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi		
				2013	2014	Var. ass.
4.112	581	1.596	Utile netto	5.547	3.514	(2.033)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
2.072	2.826	2.608	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.775	7.546	771
(3.336)	(15)	(86)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.504)	(106)	3.398
2.757	1.823	791	- dividendi, interessi e imposte	6.691	5.004	(1.687)
(396)	45	1.069	Variazione del capitale di esercizio	(450)	(620)	(170)
(2.182)	(1.671)	(1.994)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(7.217)	(5.614)	1.603
3.027	3.589	3.984	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.842	9.724	1.882
(3.064)	(2.979)	(3.083)	Investimenti tecnici	(9.011)	(8.607)	404
(40)	(133)	(91)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(216)	(284)	(68)
3.545	837	217	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.010	3.231	(2.779)
(215)	70	44	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(192)	(47)	145
3.253	1.384	1.071	Free cash flow	4.433	4.017	(416)
(4.555)	53	60	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(3.601)	96	3.697
1.476	404	(143)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.684	205	(1.479)
(2.034)	(2.040)	(2.075)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.310)	(85)
(18)	(7)	40	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(31)	32	63
(1.878)	(206)	(1.047)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(1.740)	40	1.780

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi		
				2013	2014	Var. ass.
3.253	1.384	1.071	Free cash flow	4.433	4.017	(416)
			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(6)	(19)	(13)
(23)			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(23)		23
101	(146)	(232)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	203	(562)	(765)
(2.034)	(2.040)	(2.075)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.310)	(85)
1.297	(802)	(1.236)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	382	(874)	(1.256)

Nei nove mesi 2014, il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €9.724 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €3.231 milioni, relativi essenzialmente alla cessione della partecipazione Eni in Artic Russia (€2.160 milioni), dell'8% della partecipazione residua in Galp Energia (€824 milioni) e della quota Eni nella j.v. EnBW attiva nella commercializzazione e trasporto del gas in Germania, hanno assorbito quasi completamente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€8.607 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.310 milioni (€1.985

(9) 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.

milioni relativi all'acconto dividendo 2014 agli azionisti Eni e €292 milioni al riacquisto di azioni proprie) determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €874 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. 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 (-€775 milioni).

Nel terzo trimestre 2014 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €3.984 milioni (+11% e +32% rispettivamente nel confronto con il secondo trimestre 2014 e terzo trimestre 2013) registrando un'ottima performance in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power.

Altre informazioni

A) 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 2014 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.

B) Indagini della magistratura

B.1) Presunta corruzione internazionale nell'acquisizione del Blocco OPL 245 in Nigeria

È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente a oggetto un'ipotesi di corruzione per l'acquisizione nel 2011 del Blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" in ordine a un presunto illecito amministrativo dell'ente ex D.Lgs. 231/01, per ipotesi di corruzione internazionale. Da questo e da altri atti successivi emerge che la Procura ha iscritto nel registro degli indagati per la presunta fattispecie corruttiva, oltre ad alcuni soggetti terzi, l'attuale e il precedente CEO e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni.

Dalla lettura degli atti emerge che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel Blocco 245 in Nigeria. Il Resolution Agreement in questione è l'accordo con il quale Eni e Shell hanno definito con il Governo Federale le modalità e le condizioni per l'acquisizione. In tale contesto si è convenuto che il pagamento per il rilascio della concessione su OPL 245 avvenisse direttamente a beneficio del Governo nigeriano su un conto bancario nella sua disponibilità e che il Governo avrebbe gestito direttamente la definizione del contenzioso sorto con i precedenti concessionari in relazione alla titolarità di questo asset.

Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura e ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta. Un' informativa sul tema è stata altresì fornita a Consob. Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un' informativa volontaria sul tema.

Allo stato attuale dei fatti e dall'analisi in corso, non esistono elementi tali da far ritenere l'esistenza di una passività da rilevare in bilancio ai sensi dello IAS 37.

Da ultimo, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza di Eni SpA hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, sia espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda e sui presidi di controllo in essere attualmente e all'epoca dei fatti.

Gli esiti delle verifiche saranno portati a conoscenza delle Autorità giudiziarie competenti, in un'ottica di massima trasparenza e cooperazione.

B.2) Presunta sottrazione di prodotti petroliferi al pagamento delle accise

I procedimenti penali pendenti aventi ad oggetto presunte sottrazioni al pagamento delle accise relative a prodotti petroliferi immessi in consumo attraverso la rete di distribuzione sono due: il primo pendente presso la Procura della Repubblica di Frosinone originariamente sorto nei confronti di un rivenditore, poi esteso a Eni riguarda le quantità di benzine, gasolio e GPL estratti da 3 delle 22 basi operative sul territorio nazionale nel periodo 2007-2012. Il secondo pendente presso la Procura della Repubblica di Roma costituisce uno sviluppo del primo su più vasta scala in quanto riguarda gli stessi prodotti estratti da tutte le 22 basi operative.

Relativamente al primo procedimento l'Autorità fiscale ha notificato un avviso di pagamento per circa €1,6 milioni, oltre a indennità di mora e interessi, che la società ha tempestivamente opposto. Alla contestazione di tale importo si è pervenuti valorizzando le differenze positive (eccedenze) senza considerare quelle negative (cali) nel volume dei prodotti al momento dell'estrazione dalla base operativa e a destino. Tali differenze sono state determinate sulla base dei litri a temperatura ambiente, convertite poi in chilogrammi per il GPL, quando la base imponibile delle accise, in quanto armonizzata a livello europeo, è costituita dal volume alla temperatura standard di 15 gradi celsius e per il GPL dal peso. Le quantità che hanno dato luogo alla predetta contestazione

di circa €1,6 milioni rappresentano una frazione rispettivamente pari a 0,04% per benzine e gasoli e a 0,20% per il GPL del totale movimentato dai tre depositi nel periodo considerato, come tali peraltro rientranti negli ambiti di tolleranza consentiti.

Relativamente al secondo procedimento non è stato notificato alcun avviso di pagamento, tuttavia dai documenti acquisiti presso la società, allo stato delle informazioni disponibili, si può ritenere che il metodo di indagine anche in questo caso faccia riferimento alle differenze nei volumi dei prodotti estratti e consegnati valorizzati a temperatura ambiente e non a quella normalizzata di 15 gradi celsius, l'unica normativamente prevista. La società ha determinato che sul totale dei prodotti petroliferi movimentati verso la rete di distribuzione pari a 60,6 miliardi di litri, le eccedenze ed i cali di trasporto dei carburanti si determinano rispettivamente nelle minime e assai prossime percentuali di 0,69% e 0,65%. Analogamente le eccedenze e i cali di trasporto del GPL rispettivamente si determinano in 0,29% e in 0,25% anche in questo caso nei limiti delle tolleranze consentite. I suddetti dati sono stati verificati dal Revisore Contabile con le modalità descritte all'ultimo paragrafo.

Sulla base delle considerazioni che precedono e delle attuali conoscenze, ribadendo quanto già espresso in sede di Relazione finanziaria semestrale, Eni non ritiene sia ravvisabile una passività da rilevare in bilancio ai sensi dello IAS 37 con riferimento ad entrambi i procedimenti in oggetto.

La società ha assunto diverse iniziative al fine di promuovere un rapido riconoscimento della correttezza fiscale delle proprie procedure operative. Innanzitutto aderendo alla richiesta di Eni, il 10 luglio 2014 l'Unione Petrolifera ritenendo tali procedure comuni a tutto il settore ha presentato un quesito alla Direzione Centrale dell'Agenzia delle Dogane chiedendo la conferma della loro correttezza. Inoltre, Eni ha avviato anche su indicazione del Collegio Sindacale le verifiche contabili necessarie per confermare che i) cali ed eccedenze si compensino e siano di entità contenuta nei limiti delle tolleranze riconosciute (si vedano a questo proposito le percentuali citate nei precedenti paragrafi); ii) le eccedenze presuntivamente accertate non trovino riscontro e quindi siano smentite dai dati inventariali; iii) alle eccedenze corrispondano cali entrambi nei limiti consentiti in relazione alla sensibilità dei prodotti alle condizioni atmosferiche e alle loro caratteristiche fisiche. Su richiesta della società il Revisore Contabile ha svolto procedure di revisione per verificare la corrispondenza dei suddetti cali ed eccedenze con i sistemi contabili e gestionali della società e con i criteri e le metodologie adottate dalla società per la determinazione di tali dati.

B.3) Iniziative di vigilanza avviate dal Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale di Eni, nominato dall'assemblea dell'8 maggio u.s., ha costantemente monitorato l'evoluzione delle vicende di cui ai punti precedenti partecipando a tutte le riunioni, oltreché del Consiglio di Amministrazione, anche del Comitato di Controllo e Rischi durante le quali tali vicende sono state all'ordine del giorno, esaminando la documentazione prodotta dalle competenti funzioni aziendali.

Il Collegio Sindacale inoltre ha assunto specifiche iniziative di vigilanza ed in particolare:

- Con riferimento alla vicenda OPL 245:
 - congiuntamente con l'Organismo di Vigilanza di Eni, ha conferito ad uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione l'incarico di espletare una verifica indipendente forense sull'acquisizione OPL 245, previa informativa all'Autorità giudiziaria;
 - l'oggetto dell'incarico prevede sia la ricostruzione della vicenda OPL 245 sia l'esame del sistema di controllo di Eni in materia di anticorruzione sia all'epoca di tale vicenda sia attuale, tenendo conto di tutti i contributi ricevuti dagli organi sociali.
- Con riferimento alla vicenda accise:
 - ha approvato l'incarico aggiuntivo al Revisore per il supporto alle verifiche contabili menzionate al precedente paragrafo B.2;
 - ha esaminato gli atti difensivi prodotti dalla società così come il quesito presentato dall'Unione Petrolifera sulla base di quanto rappresentato da Eni.

Da un punto di vista più generale ha esaminato, insieme al Comitato di Controllo e Rischi, gli aggiornamenti della "Management System Guideline anticorruzione" che sono stati approvati ieri dal Consiglio di Amministrazione. Tali aggiornamenti sono stati recepiti sulla base di un parere di un consulente legale esterno indipendente che ha espresso un giudizio di solidità sia di disegno, sia di implementazione del compliance program di Eni in linea con i benchmark internazionali.

C) Aggiornamento in merito ai programmi di dismissione comunicati al mercato

Il 31 luglio u.s. l'Amministratore Delegato di Eni, nel contesto di un più generale aggiornamento sulla strategia di medio termine, ha dichiarato che il Gruppo si è dotato di una nuova struttura organizzativa ancora più focalizzata sulle priorità di business oil&gas e sulla centralizzazione dei servizi tecnici e di staff. In questo contesto Saipem rappresenta una partecipazione non-core, in linea con la composizione del portafoglio di tutte le altre Oil major internazionali con cui Eni si confronta e a cui è equiparata dagli investitori mondiali nelle scelte di investimento. Eni sta tutt'ora valutando una serie di opzioni strategiche per conseguire lo scopo dichiarato. Nel mentre continuerà a sostenere Saipem assicurandone la solidità finanziaria.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 2014.

Exploration & Production

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2013	2014	
RISULTATI								
8.065	7.368	7.285	(9,7)	Ricavi della gestione caratteristica		23.679	22.087	(6,7)
3.934	2.791	3.072	(21,9)	Utile operativo		11.369	9.293	(18,3)
(18)	190	16		Esclusione special item:		(46)	226	
2	187	(4)		- svalutazioni di asset e altre attività		41	183	
(21)	3			- plusvalenze nette su cessione di asset		(86)	2	
	(5)			- accantonamenti a fondo rischi			(5)	
	10	1		- oneri per incentivazione all'esodo		10	21	
(1)	1	1		- derivati su commodity		(1)	3	
9	(3)	15		- differenze e derivati su cambi			22	
(7)	(3)	3		- altro		(10)		
3.916	2.981	3.088	(21,1)	Utile operativo adjusted		11.323	9.519	(15,9)
(68)	(67)	(87)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(193)	(221)	
32	118	92		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		315	238	
(2.226)	(1.881)	(1.869)		Imposte sul reddito ^(a)		(6.681)	(5.848)	
57,4	62,0	60,4		Tax rate (%)		58,4	61,3	
1.654	1.151	1.224	(26,0)	Utile netto adjusted		4.764	3.688	(22,6)
I risultati includono:								
1.933	2.391	2.018	4,4	- ammortamenti e svalutazioni di asset		5.783	6.279	8,6
di cui:								
425	459	352	(17,2)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.316	1.168	(11,2)
332	384	278	(16,3)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		1.062	943	(11,2)
93	75	74	(20,4)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		254	225	(11,4)
2.537	2.577	2.712	6,9	Investimenti tecnici		7.430	7.400	(0,4)
di cui:								
358	399	287	(19,8)	- ricerca esplorativa ^(b)		1.302	984	(24,4)
Produzioni ^{(c) (d)}								
851	813	812	(4,6)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	838	815	(2,7)
125	120	119	(4,8)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	124	119	(4,0)
1.653	1.584	1.576	(4,7)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.633	1.581	(3,2)
Prezzi medi di realizzo								
101,39	100,63	92,61	(8,7)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	98,84	97,46	(1,4)
255,97	243,66	229,40	(10,4)	Gas naturale	(\$/kmc)	256,54	245,53	(4,3)
71,90	72,25	66,39	(7,7)	Idrocarburi	(\$/boe)	70,85	69,98	(1,2)
Prezzi medi dei principali marker di mercato								
110,37	109,63	101,85	(7,7)	Brent dated	(\$/bbl)	108,45	106,57	(1,7)
83,36	79,96	76,87	(7,8)	Brent dated	(€/bbl)	82,35	78,65	(4,5)
105,79	103,05	97,48	(7,9)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	98,13	99,76	1,7
3,56	4,59	3,94	10,7	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	3,69	4,57	23,8

(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 2014** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3.088 milioni con una riduzione di €828 milioni rispetto al terzo trimestre 2013, pari al 21,1%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-8,7% e -10,4%, rispettivamente) che segue l'andamento del marker Brent (-7,7%) e la debolezza dei prezzi del gas in Europa, e della minore produzione venduta (-3,3 milioni di boe). I risultati hanno beneficiato della riduzione dei costi di ricerca esplorativa grazie alla maggiore selettività dei progetti.

Nel trimestre è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €16 milioni (€226 milioni nei nove mesi) relativi essenzialmente alla componente differenze e derivati su cambi (positiva di €15 milioni riclassificata nell'utile operativo adjusted) e nei nove mesi rilevano svalutazioni di €183 milioni, relative principalmente a un'iniziativa per la quale Eni non prevede ulteriore impegno finanziario, oneri per incentivazione all'esodo (€21 milioni) e proventi per derivati e differenze cambio riclassificati nell'utile operativo adjusted.

L'utile netto adjusted di €1.224 milioni è diminuito di €430 milioni, pari al 26%, rispetto al terzo trimestre 2013 per effetto del peggioramento del risultato operativo e dell'incremento di 3 punti percentuali del tax rate a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Nei **nove mesi 2014** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €9.519 milioni, con una riduzione di €1.804 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2013, pari al 15,9%, per effetto della minore produzione venduta a seguito essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -1,2%), dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e dell'effetto cambio.

L'utile netto adjusted di €3.688 milioni è diminuito di €1.076 milioni, pari al 22,6%, rispetto ai nove mesi 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa, dei minori proventi su partecipazioni, nonché dell'incremento di circa 3 punti percentuali del tax rate adjusted, per gli stessi fenomeni commentati sul trimestre.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2014** la produzione di idrocarburi è stata di 1,576 milioni di boe/giorno. Nel confronto su base omogenea, con esclusione cioè del disinvestimento degli asset in Siberia (circa 30 mila boe/giorno) e a parità di prezzi di riferimento nei contratti di production sharing, e al netto dei fattori geopolitici, la produzione registra una riduzione di 3,5 punti percentuali rispetto al terzo trimestre 2013 (-1% nei nove mesi a 1,581 milioni di boe/giorno). La crescita produttiva nel Regno Unito, Algeria e Stati Uniti è stata più che assorbita dal declino delle produzioni mature e da fermate non programmate. La quota di produzione estera è stata dell'89% nel trimestre e nei nove mesi (invariata rispetto ai periodi di confronto 2013).

La produzione di petrolio (812 mila barili/giorno) è diminuita di 39 mila barili/giorno rispetto al terzo trimestre 2013 (-4,6%). Al netto della cessione degli asset in Siberia (5 mila barili/giorno), il declino delle produzioni mature e le fermate non programmate sono stati parzialmente compensati dalla crescita essenzialmente nel Regno Unito, Algeria e Stati Uniti.

La produzione di gas naturale (119 milioni di metri cubi/giorno) al netto dell'effetto della cessione degli asset in Siberia (4 milioni di metri cubi/giorno) è sostanzialmente in linea con il terzo trimestre 2013. Gli start-up/ramp-up essenzialmente nel Regno Unito e Algeria hanno compensato i declini delle produzioni mature e le fermate non programmate.

Nei **nove mesi 2014** la produzione di petrolio (815 mila barili/giorno) è diminuita di 23 mila/barili giorno, pari al 2,7%, a causa delle minori produzioni in Libia e Angola e dell'effetto della cessione degli asset in Siberia (5 mila barili/giorno). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up nel Regno Unito, Algeria e Stati Uniti.

La produzione di gas naturale (119 milioni di metri cubi/giorno) al netto dell'effetto della cessione degli asset in Siberia (4 milioni di metri cubi/giorno) è in linea con il corrispondente periodo del 2013. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo.

Gas & Power

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2013	2014	
RISULTATI								
6.076	5.558	5.533	(8,9)	Ricavi della gestione caratteristica		23.491	20.315	(13,5)
(434)	40	(352)	18,9	Utile operativo		(965)	301	..
22	1	28		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(11)	(79)	
68	29	215		Esclusione special item		(3)	(20)	
				- svalutazioni			1	
				- plusvalenze nette su cessione di asset				
20				- accantonamenti a fondo rischi		(82)		
		1		- oneri per incentivazione all'esodo		1	2	
164	(18)	24		- derivati su commodity		218	(259)	
(116)	12	190		- differenze e derivati su cambi		(155)	201	
	35			- altro		15	35	
(344)	70	(109)	68,3	Utile operativo adjusted		(979)	202	..
(372)	28	(152)	59,1	Mercato		(1.115)	80	..
28	42	43	53,6	Trasporto internazionale		136	122	(10,3)
	2	2		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		12	6	
10	3	2		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		67	37	
210	(35)	42		Imposte sul reddito ^(a)		408	(111)	
..	46,7	..		Tax rate (%)		..	45,3	
(124)	40	(63)	49,2	Utile netto adjusted		(492)	134	..
63	47	36	(42,9)	Investimenti tecnici		146	111	(24,0)
Vendite di gas naturale ^(b) (miliardi di metri cubi)								
6,13	7,27	7,24	18,1	Italia		25,16	25,69	2,1
12,22	11,82	12,38	1,3	Vendite internazionali		42,45	39,78	(6,3)
9,45	9,65	10,14	7,3	- Resto d'Europa		34,65	33,11	(4,4)
				di cui:				
1,30	0,64	0,93	(28,5)	- Importatori in Italia		3,78	2,76	(27,0)
8,15	9,01	9,21	13,0	- Mercati europei		30,87	30,35	(1,7)
2,19	1,33	1,53	(30,1)	- Mercati extra europei		5,88	4,45	(24,3)
0,58	0,84	0,71	22,4	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,92	2,22	15,6
18,35	19,09	19,62	6,9	Totale vendite gas mondo		67,61	65,47	(3,2)
				di cui:				
16,22	17,07	18,23	12,4	- società consolidate		60,57	59,67	(1,5)
1,55	1,18	0,68	(56,1)	- società collegate		5,12	3,58	(30,1)
0,58	0,84	0,71	22,4	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,92	2,22	15,6
8,45	7,75	8,26	(2,2)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	26,30	24,26	(7,8)

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag.40.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2014** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €109 milioni, in riduzione di circa due terzi rispetto alla perdita operativa di €344 milioni registrata nel terzo trimestre 2013, grazie alla maggiore competitività della posizione di costo ottenuta grazie alle rinegoziazioni di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term di gas naturale. Tali benefici sono stati attenuati dal continuo deterioramento dei prezzi di vendita spot in Italia, a causa della debolezza strutturale della domanda e dell'oversupply con effetto trascinamento sui prezzi di vendita nei contratti di somministrazione long-term, dalla riduzione delle tariffe regolamentate nel settore retail dovuta al nuovo impianto tariffario dell'AEEG che ha spostato l'indicizzazione della materia prima da oil-linked a hub, nonché dalla flessione dei margini dell'energia elettrica dovuta alla crisi del settore.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva di €215 milioni (negativa per €20 milioni nei nove mesi) data dall'esclusione di oneri netti special di €25 milioni (proventi di €221 milioni nei nove mesi), principalmente la

componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato, e la riclassifica nel risultato adjusted di €190 milioni di proventi (€201 milioni nei nove mesi) relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity e delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria.

La perdita netta adjusted del terzo trimestre 2014 di €63 milioni si dimezza rispetto al terzo trimestre 2013 per effetto della riduzione della perdita operativa, in parte compensata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Nei **nove mesi 2014** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €202 milioni, che si confronta con la perdita operativa adjusted di €979 milioni registrata nei nove mesi 2013 (+€1.181 milioni) per effetto degli stessi driver del trimestre e dei benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas long-term riferiti in parte a gas approvvigionato nel precedente anno termico.

Il settore ha chiuso i nove mesi con l'utile netto adjusted di €134 milioni con un miglioramento di €626 milioni rispetto allo stesso periodo del 2013, in parte compensato dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2014** le vendite di gas naturale sono state di 19,62 miliardi di metri cubi, in aumento del 6,9% rispetto al terzo trimestre 2013. Le vendite in Italia sono aumentate del 18,1% a 7,24 miliardi di metri cubi grazie ai maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e alla crescita nei segmenti grossisti e residenziali per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese, parzialmente compensati dalla flessione nel mercato termoelettrico e industriale. Le vendite sui mercati europei di 9,21 miliardi di metri cubi hanno registrato una crescita del 13%, principalmente in Benelux.

Le vendite di gas naturale dei **nove mesi 2014** sono state di 65,47 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 2,14 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 3,2%.

In leggero aumento le vendite sul mercato domestico (25,69 miliardi di metri cubi; +2,1%). I maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e al segmento piccole/medie imprese e terziario sono stati compensati dallo sfavorevole effetto climatico registrato nei mesi invernali, nonché dall'ulteriore deterioramento delle condizioni nel mercato termoelettrico per incremento dell'utilizzo delle fonti idroelettriche e rinnovabili e contrazione della richiesta, registrati principalmente nella prima parte dell'anno. Le vendite sui mercati europei di 30,35 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'1,7%.

Le vendite di **energia elettrica** di 8,26 TWh nel terzo trimestre 2014 sono in flessione del 2,2% rispetto al corrispondente periodo del 2013 (24,26 Twh, in calo del 7,8% nei nove mesi) per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati sul mercato libero.

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. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
(216)	164	(14)	93,5	EBITDA pro-forma adjusted	(534)	537	..
(274)	89	(90)	67,2	Mercato	(763)	311	..
58	75	76	31,0	Trasporto internazionale	229	226	(1,3)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		(€ milioni)	Nove mesi		
						2013	2014	Var. %
16.179	15.339	14.539	(10,1)	RISULTATI				
(139)	(262)	(219)	(57,6)	Ricavi della gestione caratteristica		45.862	43.225	(5,7)
(5)	(127)	224		Utile operativo		(680)	(842)	(23,8)
89	170	34		Esclusione (utile) perdita di magazzino		190	161	
19	33	5		Esclusione special item:		125	278	
23	125	34		- oneri ambientali		35	46	
(2)				- svalutazioni		64	212	
2	3	1		- plusvalenze nette su cessione di asset		(4)		
11	1	(29)		- oneri per incentivazione all'esodo		6	5	
28	5	16		- derivati su commodity		9	(30)	
8	3	7		- differenze e derivati su cambi		9	27	
(55)	(219)	39	..	Utile operativo adjusted		(365)	(403)	(10,4)
(1)	(4)	(2)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(4)	(7)	
1	6	26		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		40	66	
17	52	(21)		Imposte sul reddito ^(a)		101	62	
..	..	33,3		Tax rate (%)		
(38)	(165)	42	..	Utile netto adjusted		(228)	(282)	(23,7)
171	118	112	(34,5)	Investimenti tecnici		400	341	(14,8)
				Margine di raffinazione				
2,43	2,29	4,39	80,7	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	2,92	2,62	(10,3)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,94	4,61	5,48	(7,7)	Lavorazioni complessive Italia		17,70	15,05	(15,0)
7,12	5,81	6,71	(5,8)	Lavorazioni in conto proprio		20,88	18,40	(11,9)
5,82	4,49	5,36	(7,9)	- Italia		17,27	14,62	(15,3)
1,30	1,32	1,35	3,8	- Resto d'Europa		3,61	3,78	4,7
2,54	2,38	2,41	(5,1)	Vendite rete Europa		7,36	6,95	(5,6)
1,71	1,60	1,58	(7,6)	- Italia		5,07	4,63	(8,7)
0,83	0,78	0,83		- Resto d'Europa		2,29	2,32	1,3
3,36	2,96	3,35	(0,3)	Vendite extrarete Europa		9,32	9,00	(3,4)
2,26	1,79	2,12	(6,2)	- Italia		6,20	5,59	(9,8)
1,10	1,17	1,23	11,8	- Resto d'Europa		3,12	3,41	9,3
0,11	0,11	0,11		Vendite extrarete mercati extra europei		0,32	0,32	

(a) Escludono gli special item.

(b) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2014** il settore Refining & Marketing ha conseguito l'utile operativo adjusted di €39 milioni con un miglioramento di €94 milioni rispetto al terzo trimestre del 2013 (in perdita operativa di €55 milioni), nonostante il persistere di deboli fondamentali dovuti all'andamento stagnante della domanda di carburanti, e dell'eccesso di capacità e offerta di prodotto. Tale risultato riflette la leggera ripresa dei margini di raffinazione, le iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e di struttura, e di ottimizzazione degli assetti, con la riduzione delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing hanno registrato una sostanziale tenuta rispetto all'analogo periodo dello scorso anno nonostante la contrazione dei consumi e l'intensificarsi della pressione competitiva.

Nell'utile operativo adjusted del trimestre è stata rilevata una rettifica positiva per gli special item di €34 milioni (€278 milioni nei nove mesi) riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset privi di redditività (€34 milioni; €212 milioni nei nove mesi relativi anche all'adeguamento al fair value di alcune reti di distribuzione in corso di cessione), alla componente valutativa dei derivati su commodity (provento di €29 milioni; €30 milioni nei nove mesi) e agli oneri ambientali (€5 milioni; €46 milioni nei nove mesi), nonché alla riclassifica nell'utile operativo del provento da differenze e derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (€16 milioni; €27 milioni nei nove mesi).

L'utile netto adjusted del terzo trimestre 2014 di €42 milioni evidenzia un recupero di €80 milioni rispetto alla perdita netta di €38 milioni del terzo trimestre 2013 per effetto del miglioramento della performance operativa nonché dei maggiori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Nei **nove mesi 2014** il settore ha riportato la perdita operativa adjusted di €403 milioni che rappresenta un peggioramento di €38 milioni rispetto ai nove mesi 2013.

La perdita netta adjusted si attesta a €282 milioni, in peggioramento di €54 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2013.

Andamento operativo

Le **lavorazioni** di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel terzo trimestre 2014 sono state di 6,71 milioni di tonnellate (18,40 milioni di tonnellate nei nove mesi 2014) con una diminuzione del 5,8% rispetto al terzo trimestre 2013 (-11,9% rispetto ai nove mesi 2013). In Italia la flessione dei volumi processati (-7,9% e -15,3% rispettivamente nei due periodi di confronto) è dovuta alla fermata della raffineria di Gela da metà marzo, alla fermata dell'impianto RHU per riconversione in Hydrocracking a Taranto nel secondo trimestre 2014 nonché alla riconversione della Raffineria di Venezia a "Green Refinery" avviata a maggio. In aumento nel trimestre le lavorazioni presso l'impianto di Milazzo per scenario favorevole.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate del 3,8% nel trimestre (+4,7% nei nove mesi) principalmente nella Repubblica Ceca.

Le **vendite rete in Italia** di 1,58 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2014 (4,63 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono diminuite di circa 130 mila tonnellate, pari al 7,6% (circa -440 mila tonnellate, -8,7% nei nove mesi), per effetto della contrazione dei consumi di tutti i prodotti. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 25,4% nel terzo trimestre 2014, in diminuzione di 1,8 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (27,2%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,12 milioni di tonnellate nel terzo trimestre; 5,59 milioni di tonnellate nei nove mesi) hanno registrato un calo di circa 140 mila tonnellate, pari al 6,2% rispetto al terzo trimestre 2013 (-9,8% nei nove mesi) con flessioni principalmente nelle vendite di gasolio, oli combustibili e bunker oil a causa del calo della domanda, parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati di benzina e jet fuel. La quota di mercato extrarete media nel terzo trimestre si attesta al 27,3% (30,3% nel trimestre 2013).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 830 mila tonnellate nel terzo trimestre 2014 (2,32 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono sostanzialmente stabili rispetto al corrispondente periodo del 2013 (-1,3% nel confronto con i nove mesi 2013). Le minori vendite in Francia, Repubblica Ceca e Germania sono state bilanciate dall'aumento registrato in Austria.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,23 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2014 (3,41 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono in aumento dell'11,8% nel trimestre, (+9,3% nei nove mesi), principalmente nella Repubblica Ceca, Germania, Ungheria e Slovenia.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
29.775	27.353	26.600	(10,7)	Ricavi della gestione caratteristica	89.062	83.156	(6,6)
342	32	247	(27,8)	Altri ricavi e proventi	717	439	(38,8)
(24.427)	(22.388)	(21.791)	10,8	Costi operativi	(74.060)	(67.853)	8,4
(37)	155	(50)	(35,1)	Altri proventi e oneri operativi	(47)	353	..
(2.351)	(2.897)	(2.427)	(3,2)	Ammortamenti e svalutazioni	(7.032)	(7.615)	(8,3)
3.302	2.255	2.579	(21,9)	Utile operativo	8.640	8.480	(1,9)
(142)	(257)	(318)	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(752)	(811)	(7,8)
3.646	408	114	(96,9)	Proventi netti su partecipazioni	4.278	735	(82,8)
6.806	2.406	2.375	(65,1)	Utile prima delle imposte	12.166	8.404	(30,9)
(2.694)	(1.825)	(779)	71,1	Imposte sul reddito	(6.619)	(4.890)	26,1
39,6	75,9	32,8		Tax rate (%)	54,4	58,2	
4.112	581	1.596	(61,2)	Utile netto	5.547	3.514	(36,7)
				di competenza:			
3.989	658	1.714	(57,0)	- Azionisti Eni	5.807	3.675	(36,7)
123	(77)	(118)	..	- Interessenze di terzi	(260)	(161)	38,1
3.989	658	1.714	(57,0)	Utile netto di competenza azionisti Eni	5.807	3.675	(36,7)
(1)	5	133		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	209	144	
(2.848)	220	(678)		Esclusione special item	(2.874)	(576)	
1.140	883	1.169	2,5	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	3.142	3.243	3,2

[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. 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, attraverso gli special item è oggetto di rinvio a reporting period futuri la componente valutativa degli strumenti derivati attivati per la gestione del rischio commodity e del rischio cambio commerciale privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

Novembre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	9.293	301	(842)	(406)	441	(172)	(212)	77	8.480
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(79)	161	101				22	205
Esclusione special item:									
oneri ambientali			46	7		5			58
svalutazioni	183	1	212	7		9			412
plusvalenze nette su cessione di asset	2				1	(1)			2
accantonamenti a fondo rischi	(5)					3	4		2
oneri per incentivazione all'esodo	21	2	5	4	2		3		37
derivati su commodity	3	(259)	(30)	2	4				(280)
differenze e derivati su cambi	22	201	27	3					253
altro		35	18	2		26	1		82
Special item dell'utile operativo	226	(20)	278	25	7	42	8		566
Utile operativo adjusted	9.519	202	(403)	(280)	448	(130)	(204)	99	9.251
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(221)	6	(7)	(2)	(4)	(3)	(408)		(639)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	238	37	66		27	1	219		588
Imposte sul reddito ^(a)	(5.848)	(111)	62	63	(157)		184	(33)	(5.840)
Tax rate (%)	61,3	45,3	..		33,3				63,5
Utile netto adjusted	3.688	134	(282)	(219)	314	(132)	(209)	66	3.360
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									117
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.243
Utile netto di competenza azionisti Eni									3.675
Esclusione (utile) perdita di magazzino									144
Esclusione special item									(576)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.243

[a] I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Novembre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	11.369	(965)	(680)	(393)	(264)	(244)	(246)	63	8.640
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	1	3		29
derivati su commodity	(1)	218	9		1				227
differenze e derivati su cambi		(155)	9	(9)					(155)
altro	(10)	15	6		(109)	30	(7)		(75)
Special item dell'utile operativo	(46)	(3)	125	5	10	85	(4)		172
Utile operativo adjusted	11.323	(979)	(365)	(256)	(254)	(159)	(250)	83	9.143
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(193)	12	(4)	(1)	(4)	(6)	(374)		(570)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	315	67	40	(1)	11	(1)	223		654
Imposte sul reddito ^(a)	(6.681)	408	101	36	(107)		(68)	(20)	(6.331)
Tax rate (%)	58,4				68,6
Utile netto adjusted	4.764	(492)	(228)	(222)	(354)	(166)	(469)	63	2.896
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(246)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.142
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.807
Esclusione (utile) perdita di magazzino									209
Esclusione special item									(2.874)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.142

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.072	(352)	(219)	(120)	150	(27)	(69)	144	2.579
Esclusione (utile) perdita di magazzino		28	224	18				(80)	190
Esclusione special item:									
oneri ambientali			5			(21)			(16)
svalutazioni	(4)		34			4			34
plusvalenze nette su cessione di asset						(1)			(1)
accantonamenti a fondo rischi							1		1
oneri per incentivazione all'esodo	1	1	1	1	1		2		7
derivati su commodity	1	24	(29)	1	4				1
differenze e derivati su cambi	15	190	16	2					223
altro	3		7			3	1		14
Special item dell'utile operativo	16	215	34	4	5	(15)	4		263
Utile operativo adjusted	3.088	(109)	39	(98)	155	(42)	(65)	64	3.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(87)	2	(2)		(1)		(78)		(166)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	92	2	26	2	12	1	(28)		107
Imposte sul reddito ^(a)	(1.869)	42	(21)	30	(67)		139	(20)	(1.766)
Tax rate (%)	60,4	..	33,3		40,4				59,4
Utile netto adjusted	1.224	(63)	42	(66)	99	(41)	(32)	44	1.207
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									38
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.169
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.714
Esclusione (utile) perdita di magazzino									133
Esclusione special item									(678)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.169

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.934	(434)	(139)	(115)	212	(51)	(92)	(13)	3.302
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)	6	(1)		(103)
Special item dell'utile operativo	(18)	68	89	(5)	8	(1)			141
Utile operativo adjusted	3.916	(344)	(55)	(111)	220	(52)	(92)	(44)	3.438
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(68)		(1)		(2)		(138)		(209)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	32	10	1		2	(1)	180		224
Imposte sul reddito ^(a)	(2.226)	210	17	25	(55)		(229)	29	(2.229)
Tax rate (%)	57,4		25,0				64,6
Utile netto adjusted	1.654	(124)	(38)	(86)	165	(53)	(279)	(15)	1.224
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									84
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.140
Utile netto di competenza azionisti Eni									3.989
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(1)
Esclusione special item									(2.848)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.140

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	2.791	40	(262)	(158)	164	(93)	(63)	(164)	2.255
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1	(127)	45				89	8
Esclusione special item:									
oneri ambientali			33	7		26			66
svalutazioni	187		125	8		3			323
plusvalenze nette su cessione di asset	3				1				4
accantonamenti a fondo rischi	(5)					3	(1)		(3)
oneri per incentivazione all'esodo	10		3	3	1		6		23
derivati su commodity	1	(18)	1	(1)	(1)				(18)
differenze e derivati su cambi	(3)	12	5	1					15
altro	(3)	35	3	2		18			55
Special item dell'utile operativo	190	29	170	20	1	50	5		465
Utile operativo adjusted	2.981	70	(219)	(93)	165	(43)	(58)	(75)	2.728
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(67)	2	(4)	(1)	(2)	(3)	(177)		(252)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	118	3	6	(2)	7		153		285
Imposte sul reddito ^(a)	(1.881)	(35)	52	18	(46)		32	21	(1.839)
Tax rate (%)	62,0	46,7	..		27,1				66,6
Utile netto adjusted	1.151	40	(165)	(78)	124	(46)	(50)	(54)	922
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									39
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									883
Utile netto di competenza azionisti Eni									658
Esclusione (utile) perdita di magazzino									5
Esclusione special item									220
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									883

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
				2013	2014
6	66	(16)	Oneri ambientali	60	58
27	323	34	Svalutazioni	115	412
85	4	(1)	Plusvalenze nette su cessione di asset	19	2
27	(3)	1	Accantonamenti a fondo rischi	(48)	2
10	23	7	Oneri per incentivazione all'esodo	29	37
173	(18)	1	Derivati su commodity	227	(280)
(84)	15	223	Differenze e derivati su cambi	(155)	253
(103)	55	14	Altro	(75)	82
141	465	263	Special item dell'utile operativo	172	566
(67)	5	152	Oneri (proventi) finanziari	182	172
			di cui:		
84	(15)	(223)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	155	(253)
(3.422)	(123)	(7)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(3.624)	(147)
			di cui:		
(3.422)	(94)		- plusvalenze da cessione	(3.596)	(96)
(3.359)			di cui: plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa	(3.359)	
	(94)		Galp	(95)	(96)
			Snam	(75)	
	(29)	2	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(27)
461	(11)	(930)	Imposte sul reddito	410	(889)
			di cui:		
143	45	(12)	- adeguamento fiscalità differita su PSA	143	33
(22)	32	(12)	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	19	30
340	(76)	(116)	- fiscalità su special item	248	(150)
	(12)	(790)	- altri proventi netti di imposta		(802)
(2.887)	336	(522)	Totale special item dell'utile netto	(2.860)	(298)
			di competenza:		
(39)	116	156	- interessenze di terzi	14	278
(2.848)	220	(678)	- azionisti Eni	(2.874)	(576)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
8.065	7.368	7.285	(9,7)	Exploration & Production	23.679	22.087	(6,7)
6.076	5.558	5.533	(8,9)	Gas & Power	23.491	20.315	(13,5)
16.179	15.339	14.539	(10,1)	Refining & Marketing	45.862	43.225	(5,7)
1.453	1.402	1.285	(11,6)	Versalis	4.516	4.089	(9,5)
3.442	3.075	3.509	1,9	Ingegneria & Costruzioni	8.443	9.475	12,2
17	19	17		Altre attività	65	51	(21,5)
355	342	308	(13,2)	Corporate e società finanziarie	1.035	979	(5,4)
(2)	(18)	7		Effetto eliminazione utili interni	(29)	(24)	
(5.810)	(5.732)	(5.883)		Elisioni di consolidamento	(18.000)	(17.041)	
29.775	27.353	26.600	(10,7)		89.062	83.156	(6,6)

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
23.224	21.013	20.494	(11,8)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi <i>di cui: altri special item</i>	70.271	63.840	(9,2)
33	63	(15)			12	60	
1.203	1.375	1.297	7,8	Costo lavoro <i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	3.789	4.013	5,9
10	23	7			29	37	
24.427	22.388	21.791	(10,8)		74.060	67.853	(8,4)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
1.931	2.204	2.022	4,7	Exploration & Production	5.742	6.096	6,2
94	80	82	(12,8)	Gas & Power	292	246	(15,8)
84	67	67	(20,2)	Refining & Marketing	253	207	(18,2)
23	26	25	8,7	Versalis	65	74	13,8
181	186	187	3,3	Ingegneria & Costruzioni	537	549	2,2
17	17	17		Corporate e società finanziarie	47	50	6,4
(6)	(6)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(19)	(19)	
2.324	2.574	2.393	3,0	Ammortamenti	6.917	7.203	4,1
27	323	34	25,9	Svalutazioni	115	412	..
2.351	2.897	2.427	3,2		7.032	7.615	8,3

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Dividendi	164		59		67	290
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		10		3	96	109
Altri proventi (oneri) netti	(3)	12	29	1	154	193
	236	59	95	30	315	735

Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi		
				2013	2014	Var. ass.
			Utile ante imposte			
(320)	(154)	(375)	Italia	(1.476)	(75)	1.401
7.126	2.560	2.750	Estero	13.642	8.479	(5.163)
6.806	2.406	2.375		12.166	8.404	(3.762)
			Imposte sul reddito			
165	(30)	(1.037)	Italia	5	(823)	(828)
2.529	1.855	1.816	Estero	6.614	5.713	(901)
2.694	1.825	779		6.619	4.890	(1.729)
			Tax rate (%)			
..	Italia
35,5	72,5	66,0	Estero	48,5	67,4	18,9
39,6	75,9	32,8		54,4	58,2	3,8

Utile netto adjusted

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
1.654	1.151	1.224	(26,0)	Exploration & Production	4.764	3.688	(22,6)
(124)	40	(63)	49,2	Gas & Power	(492)	134	..
(38)	(165)	42	..	Refining & Marketing	(228)	(282)	(23,7)
(86)	(78)	(66)	23,3	Versalis	(222)	(219)	1,4
165	124	99	(40,0)	Ingegneria & Costruzioni	(354)	314	..
(53)	(46)	(41)	22,6	Altre attività	(166)	(132)	20,5
(279)	(50)	(32)	88,5	Corporate e società finanziarie	(469)	(209)	55,4
(15)	(54)	44		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	63	66	
1.224	922	1.207	(1,4)		2.896	3.360	16,0
				di competenza:			
1.140	883	1.169	2,5	- azionisti Eni	3.142	3.243	3,2
84	39	38	(54,8)	- interessenze di terzi	(246)	117	..

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

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. 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. 2013	30 giu. 2014	30 sett. 2014	Var. ass. vs 31 dic. 2013	Var. ass. vs 30 giu. 2014
Debiti finanziari e obbligazionari	25.560	26.262	26.400	840	138
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.685	6.295	6.360	1.675	65
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.875	19.967	20.040	(835)	73
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.431)	(6.518)	(5.471)	(40)	1.047
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.028)	(4.890)	147	138
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(129)	(115)	(202)	(73)	(87)
Indebitamento finanziario netto	14.963	14.601	15.837	874	1.236
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	61.049	61.261	64.024	2.975	2.763
Leverage	0,25	0,24	0,25		0,01

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni Consob sulla posizione finanziaria netta (com. n. DEM/6064293 del 2006).

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2014

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2014 ^(a)
Eni SpA	5.814
Eni Finance International SA	229
	6.043

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2014 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2014 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	1.016	2029	fisso	3,625
			1.016			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

<u>1 gen. 2013</u>		<u>31 dic. 2013</u>	<u>30 giu. 2014</u>	<u>30 sett. 2014</u>
ATTIVITÀ				
Attività correnti				
7.936	Disponibilità liquide ed equivalenti	5.431	6.518	5.471
	Altre attività finanziarie destinate al trading	5.004	5.020	4.878
237	Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	235	244	252
28.618	Crediti commerciali e altri crediti	28.890	28.246	28.097
8.578	Rimanenze	7.939	8.257	8.793
771	Attività per imposte sul reddito correnti	802	730	629
1.239	Attività per altre imposte correnti	835	897	962
1.617	Altre attività correnti	1.325	3.351	3.630
48.996		50.461	53.263	52.712
Attività non correnti				
64.798	Immobili, impianti e macchinari	63.763	65.913	70.099
2.541	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	2.457	2.347
4.487	Attività immateriali	3.876	3.707	3.656
3.453	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.153	3.112	640
5.085	Altre partecipazioni	3.027	2.412	5.129
913	Altre attività finanziarie	858	975	1.056
5.005	Attività per imposte anticipate	4.658	4.579	4.935
4.398	Altre attività non correnti	3.676	2.995	3.905
90.680		85.584	86.150	91.767
516	Attività destinate alla vendita	2.296	663	480
140.192	TOTALE ATTIVITÀ	138.341	140.076	144.959
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
2.032	Passività finanziarie a breve termine	2.553	3.238	3.171
3.015	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.132	3.057	3.189
23.666	Debiti commerciali e altri debiti	23.701	21.231	21.689
1.633	Passività per imposte sul reddito correnti	755	845	822
2.188	Passività per altre imposte correnti	2.291	2.477	2.310
1.418	Altre passività correnti	1.437	2.760	3.374
33.952		32.869	33.608	34.555
Passività non correnti				
19.145	Passività finanziarie a lungo termine	20.875	19.967	20.040
13.567	Fondi per rischi e oneri	13.120	14.465	14.803
1.407	Fondi per benefici ai dipendenti	1.279	1.302	1.348
6.745	Passività per imposte differite	6.750	7.138	7.629
2.598	Altre passività non correnti	2.259	2.114	2.342
43.462		44.283	44.986	46.162
361	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	140	221	218
77.775	TOTALE PASSIVITÀ	77.292	78.815	80.935
PATRIMONIO NETTO				
3.357	Interessenze di terzi	2.839	2.759	2.673
Patrimonio netto di Eni:				
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
(16)	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(154)	19	(12)
49.438	Altre riserve	51.393	52.920	56.196
(201)	Azioni proprie	(201)	(403)	(493)
(1.956)	Acconto sul dividendo	(1.993)		(2.020)
7.790	Utile netto	5.160	1.961	3.675
59.060	Totale patrimonio netto di Eni	58.210	58.502	61.351
62.417	TOTALE PATRIMONIO NETTO	61.049	61.261	64.024
140.192	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	138.341	140.076	144.959

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
				2013	2014
29.775	27.353	26.600	RICAVI		
			Ricavi della gestione caratteristica	89.062	83.156
342	32	247	Altri ricavi e proventi	717	439
30.117	27.385	26.847	Totale ricavi	89.779	83.595
			COSTI OPERATIVI		
23.224	21.013	20.494	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	70.271	63.840
1.203	1.375	1.297	Costo lavoro	3.789	4.013
(37)	155	(50)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(47)	353
2.351	2.897	2.427	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	7.032	7.615
3.302	2.255	2.579	UTILE OPERATIVO	8.640	8.480
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.236	1.808	2.755	Proventi finanziari	4.450	6.116
(1.384)	(2.093)	(3.100)	Oneri finanziari	(5.189)	(6.937)
	12	6	Proventi (oneri) da altre attività finanziarie destinate al trading		22
6	16	21	Strumenti finanziari derivati	(13)	(12)
(142)	(257)	(318)		(752)	(811)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
40	45	32	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	201	143
3.606	363	82	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	4.077	592
3.646	408	114		4.278	735
6.806	2.406	2.375	UTILE ANTE IMPOSTE	12.166	8.404
(2.694)	(1.825)	(779)	Imposte sul reddito	(6.619)	(4.890)
4.112	581	1.596	Utile netto	5.547	3.514
			di competenza:		
3.989	658	1.714	- azionisti Eni	5.807	3.675
123	(77)	(118)	- interessenze di terzi	(260)	(161)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
1,10	0,18	0,48	- semplice	1,60	1,02
1,10	0,18	0,48	- diluito	1,60	1,02

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2013	2014
Utile netto del periodo	5.547	3.514
Componente riclassificabile a conto economico		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>(1.122)</i>	<i>3.758</i>
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>	<i>(36)</i>	<i>(77)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>(141)</i>	<i>203</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	<i>(2)</i>	<i>6</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		<i>3</i>
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	<i>43</i>	<i>(61)</i>
	(1.258)	3.832
Totale utile complessivo	4.289	7.346
Di competenza:		
- azionisti Eni	4.578	7.459
- interessenze di terzi	(289)	(113)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013		61.049
Totale utile (perdita) complessivo	7.346	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.006)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(48)	
Acquisto azioni Eni	(292)	
Altre variazioni	(25)	
Totale variazioni		2.975
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2014		64.024
Di competenza:		
- azionisti Eni		61.351
- interessenze di terzi		2.673

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
4.112	581	1.596		2013	2014
			Utile netto	5.547	3.514
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.324	2.574	2.393	Ammortamenti	6.917	7.203
27	323	34	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	115	412
(40)	(45)	(32)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(201)	(143)
(3.336)	(15)	(86)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.504)	(106)
(51)	(138)	(116)	Dividendi	(357)	(290)
(49)	(44)	(45)	Interessi attivi	(108)	(120)
163	180	173	Interessi passivi	537	524
2.694	1.825	779	Imposte sul reddito	6.619	4.890
(244)	(32)	208	Altre variazioni	(77)	65
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(963)	(784)	(239)	- rimanenze	(279)	(521)
1.723	2.933	1.713	- crediti commerciali	1.338	3.287
622	(1.308)	(404)	- debiti commerciali	(1.267)	(2.445)
(193)	(62)	106	- fondi per rischi e oneri	(485)	134
(1.585)	(734)	(107)	- altre attività e passività	243	(1.075)
(396)	45	1.069	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	(450)	(620)
5	6	5	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	21	9
103	237	96	Dividendi incassati	512	440
5	9	52	Interessi incassati	62	78
(133)	(132)	(313)	Interessi pagati	(827)	(638)
(2.157)	(1.785)	(1.829)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(6.964)	(5.494)
3.027	3.589	3.984	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.842	9.724
			Investimenti:		
(2.671)	(2.542)	(2.769)	- attività materiali	(7.573)	(7.521)
(393)	(437)	(314)	- attività immateriali	(1.438)	(1.086)
	(21)		- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(28)	(36)
(40)	(112)	(91)	- partecipazioni	(188)	(248)
(4.524)	16	(9)	- titoli	(4.542)	(57)
(173)	(35)	(271)	- crediti finanziari	(655)	(790)
(146)	272	129	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(7)	287
(7.947)	(2.859)	(3.325)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(14.431)	(9.451)
			Disinvestimenti:		
22	7	2	- attività materiali	208	9
3			- attività immateriali	7	
3.401			- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	3.401	
119	830	215	- partecipazioni	2.394	3.222
8	5	153	- titoli	35	193
(15)	(160)	57	- crediti finanziari	1.245	365
80	25	45	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	131	51
3.618	707	472	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	7.421	3.840
(4.329)	(2.152)	(2.853)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(7.010)	(5.611)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
				2013	2014
2.260	236	301	Assunzione di debiti finanziari non correnti	4.854	1.528
(794)	(127)	(303)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(4.108)	(1.846)
10	295	(141)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	938	523
1.476	404	(143)		1.684	205
1	1		Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	1
1			Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante	1	
(3)			Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(28)	
(1.993)	(1.986)	(1.985)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.949)	(3.971)
(40)	(4)		Dividendi pagati ad altri azionisti	(250)	(48)
	(51)	(90)	Acquisto di azioni proprie		(292)
(558)	(1.636)	(2.218)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.541)	(4.105)
	2		Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2
(18)	(9)	40	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(31)	30
(1.878)	(206)	(1.047)	Flusso di cassa netto del periodo	(1.740)	40
8.074	6.724	6.518	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	7.936	5.431
6.196	6.518	5.471	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.196	5.471

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità, che sono portati 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. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
				2013	2014
			Investimenti finanziari:		
(4.522)	25	(6)	- titoli	(4.522)	(9)
(1)	(22)	(93)	- crediti finanziari	(143)	(182)
(4.523)	3	(99)		(4.665)	(191)
			Disinvestimenti finanziari:		
5		147	- titoli	27	174
(37)	50	12	- crediti finanziari	1.037	113
(32)	50	159		1.064	287
(4.555)	53	60	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(3.601)	96

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
2.537	2.577	2.712	6,9	Exploration & Production	7.430	7.400	(0,4)
358	399	287	(19,8)	- ricerca esplorativa	1.302	984	(24,4)
2.149	2.160	2.405	11,9	- sviluppo	6.056	6.349	4,8
30	18	20	(33,3)	- altro	72	67	(6,9)
63	47	36	(42,9)	Gas & Power	146	111	(24,0)
59	42	37	(37,3)	- mercato	133	106	(20,3)
4	5	(1)	..	- trasporto internazionale	13	5	(61,5)
171	118	112	(34,5)	Refining & Marketing	400	341	(14,8)
136	97	74	(45,6)	- raffinazione, supply e logistica	319	255	(20,1)
35	21	38	8,6	- marketing	81	86	6,2
74	67	74		Versalis	185	199	7,6
190	125	146	(23,2)	Ingegneria & Costruzioni	680	475	(30,1)
4	5	4		Altre attività	9	11	22,2
20	23	17	(15,0)	Corporate e società finanziarie	127	63	(50,4)
5	17	(18)		Elisioni di consolidamento	34	7	
3.064	2.979	3.083	0,6		9.011	8.607	(4,5)

Nei nove mesi 2014 gli investimenti tecnici di €8.607 milioni (€9.011 milioni nei nove mesi 2013) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Angola, Stati Uniti, Italia, Congo, Nigeria, Indonesia, Egitto e Kazakistan, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Stati Uniti, Angola, Nigeria, Libia, Gabon, Norvegia e Liberia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€475 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€255 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€86 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€62 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
153	229	246	60,8	Italia	546	681	24,7
535	416	438	(18,1)	Resto d'Europa	1.674	1.224	(26,9)
221	236	285	29,0	Africa Settentrionale	609	707	16,1
874	911	879	0,6	Africa Sub-Sahariana	2.480	2.559	3,2
170	129	116	(31,8)	Kazakhstan	494	358	(27,5)
203	279	494	..	Resto dell'Asia	730	967	32,5
357	358	230	(35,6)	America	838	838	
24	19	24		Australia e Oceania	59	66	11,9
2.537	2.577	2.712	6,9		7.430	7.400	(0,4)

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014			Nove mesi	
					2013	2014
1.653	1.584	1.576	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.633	1.581
189	179	174	Italia		183	178
141	195	179	Resto d'Europa		150	189
569	549	584	Africa Settentrionale		574	559
377	321	317	Africa Sub-Sahariana		337	320
90	90	76	Kazakhstan		99	89
143	104	93	Resto dell'Asia		144	98
117	120	131	America		116	123
27	26	22	Australia e Oceania		30	25
141,8	133,0	138,5	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	417,9	406,2

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014			Nove mesi	
					2013	2014
851	813	812	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	838	815
77	72	69	Italia		69	72
72	94	89	Resto d'Europa		76	93
253	236	263	Africa Settentrionale		256	248
266	227	217	Africa Sub-Sahariana		248	225
55	54	46	Kazakhstan		61	53
47	41	34	Resto dell'Asia		49	35
72	83	89	America		69	83
9	6	5	Australia e Oceania		10	6

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014			Nove mesi	
					2013	2014
125	120	119	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	124	119
17	17	16	Italia		18	17
11	16	14	Resto d'Europa		12	15
50	49	50	Africa Settentrionale		50	48
17	14	16	Africa Sub-Sahariana		14	15
5	6	5	Kazakhstan		6	6
15	9	9	Resto dell'Asia		14	9
7	6	6	America		7	6
3	3	3	Australia e Oceania		3	3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,4 e 15,4 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2014 e 2013, rispettivamente, e 12,8 e 13 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2014 e 2013, rispettivamente e 15,7 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2014).

Gas & Power

VENDITE DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014	Var. % III trim. 14 vs 13		Nove mesi		
					2013	2014	Var. %
6,13	7,27	7,24	18,1	ITALIA	25,16	25,69	2,1
0,24	1,00	0,48	100,0	- Grossisti	3,31	2,91	(12,1)
2,06	2,57	3,27	58,7	- PSV e borsa	6,70	9,63	43,7
1,33	1,22	1,15	(13,5)	- Industriali	4,67	3,57	(23,6)
0,21	0,31	0,27	28,6	- PMI e terziario	0,78	1,20	53,8
0,53	0,34	0,33	(37,7)	- Termoelettrici	1,55	1,12	(27,7)
0,23	0,56	0,30	30,4	- Residenziali	3,77	3,07	(18,6)
1,53	1,27	1,44	(5,9)	- Autoconsumi	4,38	4,19	(4,3)
12,22	11,82	12,38	1,3	VENDITE INTERNAZIONALI	42,45	39,78	(6,3)
9,45	9,65	10,14	7,3	Resto d'Europa	34,65	33,11	(4,4)
1,30	0,64	0,93	(28,5)	- Importatori in Italia	3,78	2,76	(27,0)
8,15	9,01	9,21	13,0	- Mercati europei	30,87	30,35	(1,7)
1,22	1,34	1,13	(7,4)	<i>Penisola Iberica</i>	3,64	3,99	9,6
1,65	1,63	1,71	3,6	<i>Germania/Austria</i>	6,13	5,49	(10,4)
1,71	2,18	2,82	64,9	<i>Benelux</i>	6,50	7,33	12,8
0,15	0,22	0,11	(26,7)	<i>Ungheria</i>	1,24	1,01	(18,5)
0,59	0,64	0,76	28,8	<i>Regno Unito</i>	2,45	2,29	(6,5)
1,59	1,54	1,65	3,8	<i>Turchia</i>	4,84	5,18	7,0
1,13	1,41	0,99	(12,4)	<i>Francia</i>	5,49	4,78	(12,9)
0,11	0,05	0,04	(63,6)	<i>altro</i>	0,58	0,28	(51,7)
2,19	1,33	1,53	(30,1)	Mercati extra europei	5,88	4,45	(24,3)
0,58	0,84	0,71	22,4	E&P in Europa e Golfo del Messico	1,92	2,22	15,6
18,35	19,09	19,62	6,9	TOTALE VENDITE GAS MONDO	67,61	65,47	(3,2)

Versalis

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
				2013	2014
			Vendite	(€ milioni)	
659	608	547	Intermedi	2.077	1.782
743	740	695	Polimeri	2.274	2.172
51	54	43	Altri ricavi	165	135
1.453	1.402	1.285		4.516	4.089
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
849	756	658	Intermedi	2.657	2.246
576	604	527	Polimeri	1.793	1.740
1.425	1.360	1.185		4.450	3.986

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2013	II trim. 2014	III trim. 2014		Nove mesi	
				2013	2014
			Ordini acquisiti		
688	5.527	1.056	Engineering & Construction Offshore	4.726	9.294
199	3.355	154	Engineering & Construction Onshore	1.834	4.482
107	61	402	Perforazioni mare	1.020	544
366	289	244	Perforazioni terra	484	668
1.360	9.232	1.856		8.064	14.988

(€ milioni)

	31 dic. 2013	30 sett. 2014
Portafoglio ordini	17.065	22.562