



Eni: risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2014

San Donato Milanese, 31 luglio 2014 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2014 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari¹

- Utile operativo adjusted: €2,73 miliardi nel trimestre (+39,3%); €6,22 miliardi nel semestre (+9%);
- Utile netto adjusted: €0,87 miliardi nel trimestre (+50,7%); €2,06 miliardi nel semestre (+4,8%);
- Utile netto: €0,66 miliardi nel trimestre (+139%); €1,96 miliardi nel semestre (+7,9%);
- Cash flow operativo² del trimestre: €3,59 miliardi, il migliore dal II trimestre 2012; €5,74 miliardi nel semestre;
- Leverage a 0,24 (0,25 al 31 dicembre 2013);
- Proposta di acconto dividendo di €0,56 per azione.

Highlight operativi

- Produzione di idrocarburi: 1,58 milioni di boe/giorno sostanzialmente invariata rispetto al secondo trimestre 2013 su base omogenea³ e al netto dei fattori geopolitici;
- Rinegoziazioni contratti gas: circa 60% del portafoglio gas long-term indicizzato al mercato e significativo contenimento dell'esposizione take-or-pay;
- Accordo in Venezuela per lo sviluppo delle risorse della scoperta super-giant di Perla;
- Finalizzati accordi per nuovi permessi esplorativi in Vietnam, Sud Africa, Cina, Algeria e Kazakhstan;
- Nel semestre accertate risorse esplorative per 420 milioni di boe principalmente in Congo, Egitto e Nigeria;
- Nel luglio importante scoperta nell'offshore del Gabon con un potenziale in posto di 500 milioni di boe;
- Buy-back di 11,53 milioni di azioni Eni per un controvalore di circa €0,2 miliardi (nel semestre).

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel 2014 lo scenario di mercato è complessivamente peggiorato rispetto al 2013. In particolare, nel settore della raffinazione abbiamo vissuto a livello europeo un drastico calo dei margini, frutto dell'eccesso di capacità, che ci ha portato ad accelerare il piano di ristrutturazione dei nostri impianti. Malgrado il contesto negativo Eni ha conseguito un flusso di cassa in netta crescita grazie alle rinegoziazioni dei contratti gas di lungo termine i cui effetti consentono di anticipare il breakeven del settore G&P al 2014. Nell'upstream continuiamo a conseguire successi esplorativi di rilievo e, nonostante la complessità del contesto geopolitico, la nostra produzione di idrocarburi rimane stabile. Abbiamo poi varato una nuova struttura organizzativa compatta che ci consente, tra gli altri benefici, un funzionamento rapido e sinergico. Alla luce delle azioni messe in campo, proporrò al CdA del 17 settembre un acconto dividendo di €0,56 per azione."

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014 redatta ai sensi dell'art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della Relazione semestrale è prevista entro la prima decade del mese di agosto unitamente agli esiti dell'attività di revisione.

[1] Le variazioni dei risultati sono calcolate rispettivamente rispetto al secondo trimestre e al primo semestre 2013.

[2] Flusso di cassa netto da attività operativa.

[3] Escluso l'effetto del disinvestimento di Artic Russia.

Highlight finanziari

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		(€ milioni)	I semestre 2013	2014	Var. %
				RISULTATI ECONOMICI ^(a)				
1.959	3.491	2.728	39,3	Utile operativo adjusted ^(b)		5.705	6.219	9,0
576	1.187	868	50,7	Utile netto adjusted		1.961	2.055	4,8
0,16	0,33	0,24	50,0	- per azione (€) ^(c)		0,54	0,57	5,6
0,42	0,90	0,66	57,1	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,42	1,56	9,9
275	1.303	658	139,3	Utile netto		1.818	1.961	7,9
0,07	0,36	0,18	..	- per azione (€) ^(c)		0,50	0,54	8,0
0,18	0,99	0,49	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,31	1,48	13,0

(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 secondo trimestre 2014 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2,73 miliardi con un incremento del 39,3% rispetto al secondo trimestre 2013, peraltro penalizzato dalle perdite straordinarie di Saipem per €680 milioni (al netto di tale impatto, l'incremento si ridimensiona al 3,4%).

Il secondo trimestre 2014 è caratterizzato dal notevole recupero nella performance di Gas & Power il cui utile operativo adjusted di €70 milioni si confronta con una perdita operativa di €424 milioni nel secondo trimestre 2013. Tale miglioramento è determinato dai benefici economici delle rinegoziazioni di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, in un contesto tuttavia caratterizzato dal continuo deterioramento dei prezzi di vendita in Italia, debolezza della domanda e perdurante pressione competitiva. Il settore Ingegneria & Costruzioni con la Saipem ha registrato l'utile operativo di €165 milioni rispetto alla perdita straordinaria di €680 milioni del secondo trimestre 2013.

Tali variazioni positive sono state parzialmente compensate dalla contrazione del risultato in Exploration & Production (-€428 milioni, pari a -12,6%) a causa della minore performance produttiva a seguito essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e dello sfavorevole scenario prezzi/cambi nel gas. Il settore Refining & Marketing riporta maggiori perdite operative di €43 milioni (-24,4%) a causa dell'accentuata debolezza dello scenario di raffinazione e della domanda di carburanti.

Nel primo semestre 2014 l'utile operativo adjusted di €6,22 miliardi è aumentato del 9% (-2,6% al netto dell'effetto Saipem nel semestre 2013) per effetto degli stessi driver del trimestre e della circostanza che i benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas long-term si riferiscono in parte a gas approvvigionato nei precedenti esercizi.

Utile netto adjusted

Nel secondo trimestre 2014 l'utile netto adjusted di €0,87 miliardi evidenzia un incremento del 50,7% (+1,4% al netto delle perdite straordinarie Saipem del trimestre di confronto), che riflette il miglioramento della performance operativa e la riduzione di circa 24 punti percentuali del tax rate adjusted consolidato. Tale riduzione si determina per effetto della mancata valorizzazione fiscale della perdita del settore Ingegneria & Costruzioni nel 2013 e della minore incidenza del settore E&P sull'imponibile di gruppo, il cui effetto è stato in parte compensato dall'incremento del tax rate del settore Exploration & Production a causa della maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità. Nel primo semestre 2014 l'utile netto adjusted di €2,06 miliardi è aumentato del 4,8% (-8% al netto delle perdite straordinarie Saipem del semestre di confronto).

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €2,98 miliardi nel secondo trimestre (€5,52 miliardi nel semestre) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi e i progetti di ricerca esplorativa. Nel semestre sono stati sostenuti €0,19 miliardi di investimenti finanziari.

Struttura patrimoniale e cash flow

L'indebitamento finanziario netto⁴ al 30 giugno 2014 è pari a €14,60 miliardi con una riduzione di €0,36 miliardi rispetto a fine 2013 che riflette il flusso di cassa netto da attività operativa di €5,74 miliardi, che sconta minori crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile rispetto a quanto fatto a fine 2013 (-€0,68 miliardi), e gli incassi da dismissione di €3 miliardi relativi alla partecipazione in Artic Russia e alla residua partecipazione finanziaria in Galp.

(4) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 31.

Questi flussi sono stati assorbiti dal pagamento dei dividendi (€2 miliardi), dagli investimenti di periodo (€5,52 miliardi) e dal riacquisto delle azioni Eni (€0,2 miliardi).

Rispetto al 31 marzo 2014, l'indebitamento finanziario netto è aumentato di €0,8 miliardi per effetto del pagamento del saldo dividendo 2013 di Eni e degli investimenti di periodo, parzialmente compensati dal flusso di cassa netto da attività operativa (€3,59 miliardi) e dagli incassi da dismissioni (€0,84 miliardi).

Il leverage⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è migliorato a 0,24 al 30 giugno 2014 rispetto a 0,25 al 31 dicembre 2013.

Acconto dividendo 2014

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2014 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2014 sarà di €0,56 per azione⁶ (€0,55 nel 2013) da mettere in pagamento il 25 settembre 2014 con stacco cedola il 22 settembre 2014.

Highlight operativi

II trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13			I semestre		
						2013	2014	Var. %
PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI								
1.648	1.583	1.584	(3,9)	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.583	(2,5)
845	822	813	[3,8]	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	832	817	[1,8]
125	118	120	[4,0]	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	119	[3,3]
19,09	26,76	19,09		Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	49,26	45,85	(6,9)
8,69	8,25	7,75	(10,8)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	17,85	16,00	(10,4)
				Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	4,82	4,54	(5,8)
2,49	2,16	2,38	(4,4)					

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2014 la produzione di idrocarburi è stata di 1,584 milioni di boe/giorno. Nel confronto su base omogenea, con esclusione cioè del disinvestimento degli asset in Siberia (30 mila boe/giorno) e a parità di prezzi di riferimento nei contratti di production sharing, e al netto dei fattori geopolitici, la produzione evidenzia un profilo sostanzialmente invariato (-0,6%) rispetto al secondo trimestre 2013. La crescita produttiva in Regno Unito e Algeria è stata assorbita dal declino delle produzioni mature. Nel primo semestre 2014 la produzione di idrocarburi (1,583 milioni di boe/giorno) è rimasta sostanzialmente invariata per gli stessi driver.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2014, in uno scenario caratterizzato dalla perdurante pressione competitiva, le vendite di gas naturale sono state di 19,09 miliardi di metri cubi, stabili rispetto al secondo trimestre 2013. Sono stati registrati aumenti in Italia (+11,8% a 7,27 miliardi di metri cubi) per effetto della maggiore commercializzazione nei mercati spot e nei mercati europei (+2,4% a 9,01 miliardi di metri cubi) principalmente in Benelux e Penisola Iberica; sono diminuiti i ritiri degli importatori in Italia a causa della minore disponibilità di output libico (-49,2% a 0,64 miliardi di metri cubi). Nel primo semestre 2014 le vendite pari a 45,85 miliardi di metri cubi evidenziano un calo del 6,9% a causa principalmente dello sfavorevole effetto climatico registrato nei mesi invernali e della continua debolezza del segmento termoelettrico penalizzato anche dalla sovrapproduzione di energia idroelettrica.

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2014 i margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo sono rimasti su valori depressi a causa della debolezza strutturale dell'industria, penalizzata da eccesso di capacità, calo della domanda di carburanti e crescente pressione competitiva da flussi di prodotto importato da Russia, Medio Oriente e USA. In tale scenario il margine indicatore Eni (standard refining margin) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni, ha registrato una contrazione del 30% nel trimestre (-45% su base semestrale).

Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono state di 1,60 milioni di tonnellate, evidenziando una contrazione del 6,4% a causa del calo dei consumi nazionali e della forte pressione competitiva (3,05 milioni di tonnellate, -9,2% nel semestre). La quota di mercato è pari al 26,4% nel secondo trimestre 2014, in calo di 1,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (27,9%). Le vendite rete nel resto d'Europa del secondo trimestre 2014 sono in linea rispetto al periodo di confronto.

[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.

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

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2014 sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+5% nel trimestre; +4,3% nel semestre).

Sviluppi di business

Vietnam

Nel giugno 2014 è stato firmato con PetroVietnam un Production Sharing Contract per l'esplorazione del blocco offshore 122 dell'estensione di 6.900 chilometri quadrati nel deep offshore del Bacino di Phu Khanh. Il programma esplorativo prevede la durata di sette anni.

Algeria

Nel giugno 2014 sono stati assegnati dalla compagnia di stato Sonatrach tre permessi di prospezione nelle aree El Guefoul, Tinerkook e Terfas nell'onshore meridionale dell'Algeria per la superficie di 46.837 chilometri quadrati. La durata del periodo esplorativo è due anni.

Cina

Nel giugno 2014 è stato firmato un Production Sharing Contract con la compagnia di stato cinese CN00C per l'esplorazione del blocco offshore 50/34 situato nelle acque convenzionali del Mare Cinese meridionale. La durata del periodo esplorativo è sei anni e mezzo.

Kazakhstan

Nel giugno 2014 è stato firmato un accordo strategico con la compagnia di stato KazMunayGas (KMG) per lo sfruttamento dei diritti di esplorazione e produzione dell'area Isatay nel Mar Caspio settentrionale con partecipazioni paritetiche nell'iniziativa. L'accordo prevede la costruzione di un cantiere navale a Kuryk.

Sud Africa

Nel giugno 2014 è stato firmato un accordo con la società sudafricana Sasol per l'acquisizione dei diritti di esplorazione nel permesso offshore ER236 con un working interest del 40% e l'operatorship. L'area esplorativa si estende su di una superficie di 82.000 chilometri quadrati nei bacini di Durban e Zululand situati lungo le coste orientali del Paese. L'accordo è soggetto all'approvazione delle competenti Autorità del Paese.

Venezuela

Nell'ambito dello sviluppo del giacimento super-giant di Perla, nel giugno 2014 è stato firmato un MOU con la compagnia di Stato PDVSA che prevede un nuovo schema contrattuale per lo sfruttamento commerciale dei liquidi associati al gas. PDVSA avrà una quota del 60% nella nuova entità; Eni e Repsol parteciperanno con il 20% ciascuna. Le due compagnie internazionali finanzieranno in misura paritetica la quota di costi di sviluppo a carico PDVSA fino a \$1 miliardo. Proseguono le attività di sviluppo delle risorse a gas.

Alaska

Nel giugno 2014 il giacimento di Nikaitchuq ha raggiunto il target produttivo di 25 mila barili di olio giorno. Tale importante risultato è stato ottenuto grazie alle competenze e alle tecnologie proprietarie di Eni applicate in un ambiente estremo e con vincoli ambientali, che hanno consentito di realizzare uno degli impianti di produzione più avanzati nel North Slope, con massima compatibilità ambientale e alta efficienza operativa.

Mozambico

Nel maggio 2014 è stata completata con successo la campagna di delineazione della scoperta Agulha, situata nell'Area 4 nell'offshore del Mozambico con il pozzo Agulha 2, perforato in 2.603 metri d'acqua fino alla profondità complessiva di 5.645 metri.

Norvegia

Nel maggio 2014 la nuova scoperta a olio e gas di Drivis nella licenza esplorativa PL532 nell'offshore norvegese del Mare di Barents ha consentito di individuare volumi in posto stimati tra 125 e 140 milioni di barili che contribuiranno allo sviluppo dell'Hub di Johan Castberg.

Successi esplorativi

Nel primo semestre 2014, oltre ai citati successi, l'attività esplorativa ha riguardato principalmente:

(i) Congo, nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore), con il pozzo di appraisal Nené Marine 3, confermando il potenziale minerario a olio e gas dell'area;

(ii) Egitto, con la scoperta a olio ARM-14 nella concessione Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez, già allacciato alle facility produttive dell'area;

(iii) Nigeria, con il pozzo Abo 12 mineralizzato a olio nel blocco OML 125 (Eni 85%, operatore). La scoperta sarà allacciata alle facility produttive nel corso dell'anno.

Gabon

Nel luglio 2014 è stata effettuata un'importante scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Nyonie Deep, situato nell'offshore del Gabon, con un potenziale iniziale in posto stimato in circa 500 milioni di boe. La scoperta è il risultato della campagna esplorativa che Eni sta conducendo nel promettente bacino del pre-sale dell'Africa Occidentale, dove risulta il terzo campo scoperto recentemente in acque poco profonde, dopo Nené Marine e Litchendjili Marine in Congo. Il potenziale totale di queste scoperte è stimato in circa 3 miliardi di boe.

Cessione degli asset downstream in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania

Nel maggio 2014 è stato firmato, con la società ungherese MOL, il contratto preliminare di vendita delle attività Eni di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e della relativa quota di capacità di raffinazione locale attraverso l'interest del 32,445% nella società di raffinazione Česká Rafinérská a.s. (CRC). Su quest'ultimo asset è stato esercitato il diritto di prelazione da parte del socio Unipetrol alle stesse condizioni di prezzo concordate con MOL. Tali accordi sono soggetti all'approvazione della Commissione Europea. Eni rimarrà attiva nella Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete.

Cessione Galp

Nel semestre 2014 Eni ha completato lo smobilizzo della partecipazione finanziaria in Galp con la vendita della quota pari all'8% del capitale sociale per l'ammontare di €824 milioni. Eni mantiene ancora circa l'8% del capitale sociale di Galp a servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015.

Germania

Nel luglio 2014, nell'ambito della strategia di ristrutturazione del portafoglio dei business mid-downstream e di uscita dalle attività regolamentate di trasporto del gas, è stato definito l'accordo preliminare per la vendita della quota Eni nella joint venture EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft (EEV), che controlla le società operative Gasversorgung Süddeutschland (GVS) e Terranets BW, al partner EnBW (Energie Baden-Württemberg). Nel 2013 la quota Eni di vendite gas della joint venture è stata di 2,62 miliardi di metri cubi.

La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità antitrust.

Versalis - progetto Chimica Verde

Nel giugno 2014 è stato avviato il progetto Chimica Verde di Matrìca, la joint venture paritetica Versalis-Novamont, che segna la riconversione del polo petrolchimico di Porto Torres. L'innovativa tecnologia utilizzata nell'impianto è in grado di trasformare oli vegetali in monomeri e intermedi, componenti base per la produzione di bio-prodotti più complessi destinati a svariati settori industriali (pneumatici, biolubrificanti, plastiche, ecc.). Nei prossimi mesi entreranno in esercizio altre due unità per una capacità produttiva target del progetto di circa 70 mila tonnellate/anno.

Avvio della bio-Raffineria di Venezia

Nel giugno 2014 è stata avviata la bio-raffineria di Porto Marghera della capacità di circa 300 mila tonnellate/anno di Green Diesel destinato a coprire la metà del fabbisogno annuo di Eni, garantendo una nuova prospettiva al sito industriale con vantaggi economici e ambientali.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

- **produzione 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 prevista cessione della joint venture in Germania, sono previste in leggera flessione rispetto al 2013 anche a causa del clima mite registrato nei mesi invernali. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in riduzione rispetto al 2013 a causa dei tagli di capacità produttiva e delle ottimizzazioni per lo scenario negativo, in parte compensate dall'entrata a regime 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 dell'attesa contrazione della domanda in Italia, della pressione competitiva e degli effetti delle azioni di riorganizzazione della rete in Italia ed Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il 2014 sarà un anno di transizione con un ritorno alla profittabilità la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

Nel 2014 il management prevede un'ulteriore 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 annuo di 108 \$/barile e un cambio medio euro/dollaro di 1,35 (previsione cambio chiusura pari a 1,31 euro/dollaro), è previsto sostanzialmente in linea con il livello di fine 2013 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practices di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2014, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali trend di business rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni in data odierna e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La Relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro la prima decade del mese di agosto unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al secondo e al primo trimestre 2014 e al secondo trimestre 2013 e al primo semestre 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 giugno 2014, al 31 marzo 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 giugno 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.

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)

CONTO ECONOMICO	Il trim. 2013		I semestre 2013		Esercizio 2013	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Utile operativo	1.459	1.471	5.293	5.338	8.856	8.888
di cui:						
G&P	(454)	(442)	(559)	(531)	(2.992)	(2.967)
R&M	(509)	(511)	(557)	(541)	(1.517)	(1.492)
Proventi su partecipazioni	526	511	674	632	6.115	6.085
Utile netto di competenza azionisti Eni	275	275	1.818	1.818	5.160	5.160
STATO PATRIMONIALE						
Immobili, impianti e macchinari	64.441	65.780	64.441	65.780	62.506	63.763
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.518	3.643	4.518	3.643	3.934	3.153
Totale attività	137.585	137.887	137.585	137.887	138.088	138.341
RENDICONTO FINANZIARIO						
Flusso di cassa netto da attività operativa	1.954	2.001	4.752	4.815	10.969	11.026
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(408)	(431)	(2.652)	(2.681)	(10.943)	(10.981)
Flusso di cassa netto del periodo	(2.246)	(2.187)	85	138	(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 rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2014 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del secondo trimestre e primo semestre 2014

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		I semestre 2013	2014	Var. %
28.121	29.203	27.353	(2,7)	Ricavi della gestione caratteristica	59.287	56.556	(4,6)
1.471	3.646	2.255	53,3	Utile operativo	5.338	5.901	10,5
326	7	8		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	336	15	
162	(162)	465		Esclusione special item	31	303	
1.959	3.491	2.728	39,3	Utile operativo adjusted	5.705	6.219	9,0
				Dettaglio per settore di attività			
3.409	3.450	2.981	(12,6)	Exploration & Production	7.407	6.431	(13,2)
(424)	241	70	..	Gas & Power	(635)	311	..
(176)	(223)	(219)	(24,4)	Refining & Marketing	(310)	(442)	(42,6)
(82)	(89)	(93)	(13,4)	Versalis	(145)	(182)	(25,5)
(678)	128	165	..	Ingegneria & Costruzioni	(474)	293	..
(52)	(45)	(43)	17,3	Altre attività	(107)	(88)	17,8
(76)	(81)	(58)	23,7	Corporate e società finanziarie	(158)	(139)	12,0
38	110	(75)		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	127	35	
(273)	(235)	(300)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(491)	(535)	
316	196	285		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	430	481	
(1.821)	(2.231)	(1.826)		Imposte sul reddito ^(b)	(4.066)	(4.057)	
91,0	64,6	67,3		Tax rate [%]	72,0	65,8	
181	1.221	887	..	Utile netto adjusted	1.578	2.108	33,6
275	1.303	658	139,3	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.818	1.961	7,9
203	6	5		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	210	11	
98	(122)	205		Esclusione special item	(67)	83	
576	1.187	868	50,7	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.961	2.055	4,8
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,07	0,36	0,18	..	per azione (€)	0,50	0,54	8,0
0,18	0,99	0,49	..	per ADR (\$)	1,31	1,48	13,0
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,16	0,33	0,24	50,0	per azione (€)	0,54	0,57	5,6
0,42	0,90	0,66	57,1	per ADR (\$)	1,42	1,56	9,9
3.622,8	3.617,9	3.612,2		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.622,8	3.615,0	
2.001	2.151	3.589	79,4	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.815	5.740	19,2
2.825	2.545	2.979	5,5	Investimenti tecnici	5.947	5.524	(7,1)

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

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		I semestre 2013	2014	Var. %
102,44	108,20	109,63	7,0	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	107,50	108,93	1,3
1,306	1,370	1,371	5,0	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,313	1,370	4,3
78,44	78,98	79,96	1,9	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	81,87	79,51	(2,9)
3,25	1,17	2,29	(29,5)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,16	1,73	(45,3)
10,06	9,95	7,55	(25,0)	Prezzo gas NBP ^(d)	10,76	8,75	(18,7)
0,2	0,3	0,3	50,0	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 secondo trimestre 2014 Eni ha registrato un incremento del 53,3% dell'**utile operativo** a €2.255 milioni e ha più che raddoppiato l'**utile netto di competenza dei propri azionisti** a €658 milioni rispetto al secondo trimestre 2013. Tali incrementi si determinano per la perdita straordinaria rilevata da Saipem nel periodo di confronto dovuta alla revisione della stima di redditività di alcuni importanti progetti. In aggiunta a tale driver, i risultati del secondo trimestre 2014 di Eni sono stati sostenuti dal miglioramento gestionale della Gas & Power grazie ai benefici economici connessi alla rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento long-term. Gli altri settori di attività di Eni sono stati penalizzati dal persistere del rischio geopolitico e dall'euro forte nel settore E&P e dalla debolezza dei fondamentali di mercato nella raffinazione e nella petrolchimica a causa della lenta ripresa dell'area euro, stagnazione della domanda di commodity, eccesso di capacità, crescente pressione competitiva da parte dei player russi, asiatici e americani ed elevato costo della materia prima petrolifera che hanno determinato una forte pressione sui margini di lavorazione e commercializzazione.

Nel secondo trimestre 2014 il tax rate consolidato evidenzia una riduzione di circa 30 punti percentuali che si determina per effetto della mancata valorizzazione fiscale della perdita di Saipem nel periodo di confronto e della minore incidenza del settore E&P sull'imponibile di gruppo, il cui effetto è stato in parte compensato dall'incremento del tax rate del settore Exploration & Production a causa della maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** del primo semestre 2014 ammonta a €1.961 milioni con un incremento di €143 milioni, +7,9%, per effetto degli stessi fenomeni illustrati nel commento ai risultati del trimestre, nonché della circostanza che le rinegoziazioni dei contratti gas long-term comprendono benefici relativi ai precedenti esercizi.

Adjusted

Nel secondo trimestre 2014 l'**utile operativo adjusted** è stato di €2.728 milioni con un incremento del 39,3% rispetto al secondo trimestre 2013; nel primo semestre 2014 è stato pari a €6.219 milioni con un incremento del 9%.

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €868 milioni nel secondo trimestre 2014 è aumentato di €292 milioni rispetto al secondo trimestre 2013 (+50,7%). Le rettifiche hanno riguardato la perdita di magazzino di €5 milioni e special item costituiti da oneri netti di €205 milioni determinati dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi, in particolare gli effetti dei derivati posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (oneri pari a €15 milioni). Nel primo semestre 2014 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €2.055 milioni è aumentato di €94 milioni rispetto al primo semestre 2013 (+4,8%) dopo aver escluso la perdita di magazzino di €11 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €83 milioni, con una rettifica complessiva positiva di €94 milioni.

Gli **special item** dell'utile operativo (€465 milioni nel trimestre; €303 milioni nel semestre) si riferiscono a: (i) svalutazioni nel settore E&P (€187 milioni) relative principalmente a una proprietà oil&gas per la quale Eni non prevede l'impegno finanziario per sostenere le attività di sviluppo; (ii) svalutazioni delle reti di distribuzione carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al probabile prezzo di cessione, il cui effetto è in parte compensato dalla ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti inclusa nello stesso processo di dismissione (complessivamente un onere di €51 milioni), nonché 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 nel settore Refining & Marketing (€96 milioni nel semestre) e Versalis (€7 milioni nel semestre); (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €18 milioni e €281 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre); (iv) accantonamenti per oneri ambientali e per incentivazione all'esodo (€74 milioni e €30 milioni nel semestre, rispettivamente); (v) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (oneri di €15 milioni e €30 milioni nel trimestre e nel semestre, rispettivamente).

Gli **special item non operativi** del semestre 2014 includono la plusvalenza realizzata sulla cessione della quota residua in Galp (€96 milioni).

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel secondo trimestre e primo semestre 2014 è stato determinato dal minor utile operativo adjusted registrato nei settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Versalis. In controtendenza il settore Gas & Power che ha beneficiato delle rinegoziazioni di alcuni contratti gas e la controllata Saipem che nel secondo trimestre 2013 risentiva della revisione delle stime di redditività di importanti commesse pari a €680 milioni.

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2014 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo adjusted di €2.981 milioni con una riduzione del 12,6% (-13,2% nel semestre) determinata dalla minore produzione venduta a causa essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, dai maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+5%) in parte compensati dall'incremento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media +5,2% e +2,2% rispettivamente nel trimestre e nel semestre) dovuto all'andamento del marker Brent che ha assorbito la debolezza dei prezzi del gas. L'utile netto adjusted di €1.151 milioni è diminuito del 20,1% (nel semestre €2.464 milioni; -20,8%) penalizzato anche dai minori proventi su partecipazioni e dall'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate (3 punti nel semestre) a causa della maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2014 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €70 milioni che evidenzia un netto miglioramento rispetto alla perdita operativa di €424 milioni registrata nel secondo trimestre 2013. Il risultato riflette i 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 l'utile netto adjusted di €40 milioni con un incremento di €267 milioni rispetto al secondo trimestre 2013, che chiudeva con una perdita netta adjusted di €227 milioni. Nel primo semestre 2014 il miglioramento è stato di €946 milioni registrando l'utile operativo adjusted di €311 milioni a fronte della perdita operativa adjusted di €635 milioni del primo semestre 2013 per effetto dei driver descritti nel trimestre e dei benefici economici retroattivi ai precedenti esercizi di alcune rinegoziazioni. Il settore ha chiuso il semestre con l'utile netto adjusted di €197 milioni con un miglioramento di €565 milioni rispetto al semestre 2013.

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2014 il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €219 milioni con un peggioramento di €43 milioni rispetto al secondo trimestre del 2013, pari al 24,4% a causa del continuo deterioramento dello scenario di raffinazione e della contrazione della domanda di carburanti, in particolare nell'area del Mediterraneo. La perdita netta adjusted è aumentata di €26 milioni a €165 milioni. Su base semestrale, il settore ha realizzato la perdita operativa adjusted di €442 milioni (con un incremento di €132 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, pari al 42,6%) per effetto degli stessi driver del trimestre. Il settore ha chiuso il semestre con la perdita netta adjusted di €324 milioni con un incremento di €134 milioni rispetto al semestre 2013.

Ingegneria & Costruzioni

Nel secondo trimestre 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato l'utile operativo adjusted di €165 milioni (€293 milioni nel semestre). Il confronto con il 2013 evidenzia un miglioramento di €843 milioni (€767 milioni su base semestrale) per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel periodo di confronto relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse. L'utile netto adjusted è aumentato di €769 milioni nel trimestre e di €734 milioni nel semestre.

Versalis

Nel secondo trimestre 2014 Versalis ha registrato la perdita operativa adjusted di €93 milioni con un peggioramento del 13,4% rispetto al secondo trimestre 2013 a causa dei rincari del costo della materia prima petrolifera e della perdurante debolezza della domanda di commodity, dovuta all'andamento congiunturale e alla competizione dei produttori asiatici con effetti depressivi sui margini unitari. La perdita netta adjusted di €78 milioni è in linea rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nel semestre 2014 la perdita operativa adjusted è aumentata di €37 milioni, pari al 25,5%. La perdita netta adjusted è aumentata del 12,5% rispetto al semestre 2013.

Stato patrimoniale riclassificato⁷

(€ milioni)

1 gen. 2013		31 dic. 2013	31 mar. 2014	30 giu. 2014	Var. ass. vs	Var. ass. vs
					31 dic. 2013	31 mar. 2014
Capitale immobilizzato						
64.798	Immobili, impianti e macchinari	63.763	64.195	65.913	2.150	1.718
2.541	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	2.555	2.457	(116)	(98)
4.487	Attività immateriali	3.876	3.826	3.707	(169)	(119)
8.538	Partecipazioni	6.180	6.302	5.524	(656)	(778)
1.126	Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.339	1.383	1.556	217	173
(1.139)	Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.255)	(1.095)	(1.263)	(8)	(168)
80.351		76.476	77.166	77.894	1.418	728
Capitale di esercizio netto						
8.578	Rimanenze	7.939	7.448	8.257	318	809
19.958	Crediti commerciali	21.212	22.739	19.706	(1.506)	(3.033)
(15.052)	Debiti commerciali	(15.584)	(14.904)	(13.540)	2.044	1.364
(3.265)	Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.062)	(4.276)	(3.678)	(616)	598
(13.567)	Fondi per rischi e oneri	(13.120)	(13.220)	(14.465)	(1.345)	(1.245)
1.735	Altre attività (passività) d'esercizio	1.274	2.507	2.548	1.274	41
(1.613)		(1.341)	294	(1.172)	169	(1.466)
(1.407)	Fondi per benefici ai dipendenti	(1.279)	(1.274)	(1.302)	(23)	(28)
155	Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2.156	12	442	(1.714)	430
77.486	CAPITALE INVESTITO NETTO	76.012	76.198	75.862	(150)	(336)
59.060	Patrimonio netto degli azionisti Eni	58.210	59.568	58.502	292	(1.066)
3.357	Interessenze di terzi	2.839	2.831	2.759	(80)	(72)
62.417	Patrimonio netto	61.049	62.399	61.261	212	(1.138)
15.069	Indebitamento finanziario netto	14.963	13.799	14.601	(362)	802
77.486	COPERTURE	76.012	76.198	75.862	(150)	(336)
0,24	Leverage	0,25	0,22	0,24	(0,01)	0,02

Il **capitale immobilizzato** (€77.894 milioni) è aumentato di €1.418 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto degli investimenti tecnici (€5.524 milioni) e della revisione delle stime dei costi di abbandono e ripristino siti nel settore Exploration & Production per effetto tassi (+€1.064 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€5.188 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€1.172 milioni) è aumentato di €169 milioni per effetto: i) dell'incremento delle altre attività nette (+€1.274 milioni) dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture nella 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 del saldo crediti/debiti commerciali (+€538 milioni) principalmente nel settore Ingegneria & Costruzioni dove Eni opera attraverso la Saipem; iii) dell'incremento delle rimanenze (+€318 milioni) per effetto dei maggiori lavori in corso di lavorazione nel settore Ingegneria & Costruzioni. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dall'incremento della voce "Fondi per rischi e oneri" (+€1.345 milioni) a seguito della revisione dei citati costi di abbandono e della voce "Debiti tributari e fondo imposte netto".

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€442 milioni) riguardano le reti di distribuzione di carburanti in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e la relativa quota di capacità di raffinazione locale e partecipazioni non core nel settore Gas & Power.

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€61.261 milioni) è aumentato di €212 milioni per effetto dell'utile complessivo di periodo (€2.441 milioni) dato dall'utile di conto economico di €1.918 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive (€423 milioni), nonché dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€250 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 €2.229 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2013 di €1.986 milioni, dividendi ad altre entità minori e il riacquisto delle azioni Eni).

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

Rendiconto finanziario riclassificato⁸

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre		
(120)	1.337	581		2013	2014	Var. ass.
			Utile netto	1.435	1.918	483
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.593	2.112	2.826	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.703	4.938	235
(117)	(5)	(15)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(168)	(20)	148
1.562	2.390	1.823	- dividendi, interessi e imposte	3.934	4.213	279
454	(1.734)	45	Variazione del capitale di esercizio	(54)	(1.689)	(1.635)
(2.371)	(1.949)	(1.671)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.035)	(3.620)	1.415
2.001	2.151	3.589	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.815	5.740	925
(2.825)	(2.545)	(2.979)	Investimenti tecnici	(5.947)	(5.524)	423
(63)	(60)	(133)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(176)	(193)	(17)
2.390	2.177	837	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	2.465	3.014	549
47	(161)	70	Altre variazioni relative all'attività di investimento	23	(91)	(114)
1.550	1.562	1.384	Free cash flow	1.180	2.946	1.766
20	(17)	53	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	954	36	(918)
(1.601)	(56)	404	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	208	348	140
(2.128)	(195)	(2.040)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.191)	(2.235)	(44)
(28)	(1)	(7)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(13)	(8)	5
(2.187)	1.293	(206)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	138	1.087	949

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre		
(465)	1.164	(802)		2013	2014	Var. ass.
			Free cash flow	1.180	2.946	1.766
	(19)		Debiti e crediti finanziari società acquisite	(6)	(19)	(13)
113	(184)	(146)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	102	(330)	(432)
(2.128)	(195)	(2.040)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.191)	(2.235)	(44)
(465)	1.164	(802)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(915)	362	1.277

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €5.740 milioni. Tale cassa e le dismissioni di €3.014 milioni relative alla cessione della partecipazione in Artic Russia (€2.160 milioni) e dell'8% di Galp Energia (€824 milioni), hanno coperto i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€5.524 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.235 milioni (€1.986 milioni relativi al saldo dividendo 2013 agli azionisti Eni e il riacquisto di azioni Eni di €202 milioni) determinando un surplus destinato alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €362 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 (-€675 milioni). L'ottima performance della generazione di cassa operativa in particolare nel secondo trimestre è stata registrata nei settori Exploration & Production e Gas & Power.

(8) Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Altre informazioni

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

Alla data del 30 giugno 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.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2014.

Exploration & Production

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		(€ milioni)	I semestre 2013	2014	Var. %
RISULTATI								
7.833	7.434	7.368	(5,9)	Ricavi della gestione caratteristica		15.614	14.802	(5,2)
3.383	3.430	2.791	(17,5)	Utile operativo		7.435	6.221	(16,3)
26	20	190		Esclusione special item:		(28)	210	
39		187		- svalutazioni di asset e altre attività		39	187	
(14)	(1)	3		- plusvalenze nette su cessione di asset		(65)	2	
		(5)		- accantonamenti a fondo rischi			(5)	
9	10	10		- oneri per incentivazione all'esodo		10	20	
(2)	1	1		- derivati su commodity			2	
(2)	10	(3)		- differenze e derivati su cambi		(9)	7	
(4)		(3)		- altro		(3)	(3)	
3.409	3.450	2.981	(12,6)	Utile operativo adjusted		7.407	6.431	(13,2)
(62)	(67)	(67)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(125)	(134)	
263	28	118		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		283	146	
(2.169)	(2.098)	(1.881)		Imposte sul reddito ^(a)		(4.455)	(3.979)	
60,1	61,5	62,0		Tax rate (%)		58,9	61,8	
1.441	1.313	1.151	(20,1)	Utile netto adjusted		3.110	2.464	(20,8)
I risultati includono:								
2.097	1.870	2.391	14,0	- ammortamenti e svalutazioni di asset		3.850	4.261	10,7
di cui:								
501	357	459	(8,4)	ammortamenti di ricerca esplorativa		891	816	(8,4)
400	279	370	(7,5)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		730	649	(11,1)
101	78	89	(11,9)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		161	167	3,7
2.563	2.111	2.577	0,5	Investimenti tecnici		4.893	4.688	(4,2)
di cui:								
478	298	399	(16,5)	- ricerca esplorativa ^(b)		944	697	(26,2)
Produzioni ^{(c) (d)}								
845	822	813	(3,8)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	832	817	(1,8)
125	118	120	(4,0)	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	119	(3,3)
1.648	1.583	1.584	(3,9)	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.583	(2,5)
Prezzi medi di realizzo								
93,25	99,40	100,63	7,9	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	97,60	100,04	2,5
259,83	264,09	243,66	(6,2)	Gas naturale	(\$/kmc)	256,83	253,98	(1,1)
68,65	71,49	72,25	5,2	Idrocarburi	(\$/boe)	70,33	71,87	2,2
Prezzi medi dei principali marker di mercato								
102,44	108,20	109,63	7,0	Brent dated	(\$/bbl)	107,50	108,93	1,3
78,44	78,98	79,96	1,9	Brent dated	(€/bbl)	81,87	79,51	(2,9)
94,12	98,75	103,05	9,5	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	94,21	100,90	7,1
4,01	5,17	4,59	14,5	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	3,75	4,88	30,1

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 38.

(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 **secondo trimestre 2014** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2.981 milioni con una riduzione di €428 milioni rispetto al secondo trimestre 2013, pari al 12,6%, a causa della minore produzione venduta, a seguito essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, dei maggiori ammortamenti determinati in particolare dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e dell'effetto dell'apprezzamento dell'euro nella conversione

dei bilanci delle imprese estere aventi il dollaro come valuta funzionale (+5%). In aumento i prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sostenuti dall'andamento del marker Brent (+5,2%) che ha assorbito la debolezza dei prezzi del gas.

Nel trimestre sono stati rilevati oneri netti special di €190 milioni (oneri netti di €210 milioni nel semestre) relativi a svalutazioni (€187 milioni) principalmente di una proprietà oil&gas per la quale Eni non prevede l'impegno finanziario per sostenere le attività di sviluppo e all'accantonamento di oneri per incentivazione all'esodo (€10 milioni).

L'utile netto adjusted di €1.151 milioni è diminuito di €290 milioni, pari al 20,1%, rispetto al secondo trimestre 2013 per effetto del peggioramento del risultato operativo, dei minori proventi su partecipazioni e dell'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate (3 punti nel semestre) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Nel **primo semestre 2014** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €6.431 milioni, con una riduzione di €976 milioni rispetto al semestre 2013, pari al 13,2%, per effetto della minore produzione venduta a seguito essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e dell'effetto cambio, in parte compensati dall'incremento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media +2,2%).

L'utile netto adjusted di €2.464 milioni è diminuito di €646 milioni, pari al 20,8%, rispetto al semestre 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa.

Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2014** la produzione di idrocarburi è stata di 1,584 milioni di boe/giorno. Nel confronto su base omogenea, con esclusione cioè del disinvestimento degli asset in Siberia (30 mila boe/giorno) e a parità di prezzi di riferimento nei contratti di production sharing, e al netto dei fattori geopolitici, la produzione evidenzia un profilo sostanzialmente invariato (-0,6%) rispetto al secondo trimestre 2013. La crescita produttiva nel Regno Unito e Algeria è stata assorbita dal declino delle produzioni mature. Nel **primo semestre 2014** la produzione di idrocarburi (1,583 milioni di boe/giorno) è rimasta sostanzialmente invariata per gli stessi driver. La quota di produzione estera è stata dell'89% nel trimestre e nel semestre (invariata rispetto ai periodi di confronto 2013).

La produzione di petrolio (813 mila barili/giorno) è diminuita di 32 mila barili/giorno rispetto al secondo trimestre 2013 (-3,8%). Gli start-up/ramp-up essenzialmente nel Regno Unito, Algeria e Stati Uniti hanno parzialmente compensato le minori produzioni in Libia e Angola e l'effetto della cessione degli asset in Siberia (5 mila barili/giorno).

La produzione di gas naturale (120 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 secondo trimestre 2013. Gli start-up/ramp-up essenzialmente nel Regno Unito e Algeria hanno compensato i declini delle produzioni mature.

Nel **primo semestre 2014** la produzione di petrolio (817 mila barili/giorno) è diminuita di 15 mila/barili giorno, pari all'1,8%, a causa delle minori produzioni in Libia e Angola e dell'effetto della cessione degli asset in Siberia (4 mila barili/giorno). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up in 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 primo semestre 2013. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo.

Gas & Power

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		(€ milioni)	I semestre 2013	2014	Var. %
RISULTATI								
6.550	9.224	5.558	(15,1)	Ricavi della gestione caratteristica		17.415	14.782	(15,1)
(442)	613	40	..	Utile operativo		(531)	653	..
4	(108)	1		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(33)	(107)	
14	(264)	29		Esclusione special item:		(71)	(235)	
	1			- svalutazioni			1	
	1			- accantonamenti a fondo rischi		(102)		
				- oneri per incentivazione all'esodo		1	1	
133	(265)	(18)		- derivati su commodity		54	(283)	
(121)	(1)	12		- differenze e derivati su cambi		(39)	11	
2		35		- altro		15	35	
(424)	241	70	..	Utile operativo adjusted		(635)	311	..
(451)	204	28	..	Mercato		(743)	232	..
27	37	42	55,6	Trasporto Internazionale		108	79	(26,9)
9	2	2		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		12	4	
40	32	3		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		57	35	
148	(118)	(35)		Imposte sul reddito ^(a)		198	(153)	
	42,9	46,7		Tax rate (%)			43,7	
(227)	157	40	..	Utile netto adjusted		(368)	197	..
57	28	47	(17,5)	Investimenti tecnici		83	75	(9,6)
Vendite di gas naturale ^(b) (miliardi di metri cubi)								
6,50	11,18	7,27	11,8	Italia		19,03	18,45	(3,0)
12,59	15,58	11,82	(6,1)	Vendite internazionali		30,23	27,40	(9,4)
10,06	13,32	9,65	(4,1)	- Resto d'Europa		25,20	22,97	(8,8)
1,90	1,59	1,33	(30,0)	- Mercati extra europei		3,69	2,92	(20,9)
0,63	0,67	0,84	33,3	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,34	1,51	12,7
19,09	26,76	19,09		Totale vendite gas mondo		49,26	45,85	(6,9)
di cui:								
16,89	24,37	17,07	1,1	- società consolidate		44,35	41,44	(6,6)
1,57	1,72	1,18	(24,8)	- società collegate		3,57	2,90	(18,8)
0,63	0,67	0,84	33,3	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,34	1,51	12,7
8,69	8,25	7,75	(10,8)	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	17,85	16,00	(10,4)

(a) Escludono gli special item.

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

Risultati

Nel **secondo trimestre 2014** il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €70 milioni con un incremento di €494 milioni rispetto al secondo trimestre 2013 che aveva registrato la perdita di €424 milioni. Il miglioramento riflette i benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio supply long-term tra il quarto trimestre 2013 e la chiusura al 30 giugno 2014. Tali proventi 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 ad hub, nonché dalla flessione dei margini dell'energia elettrica dovuta alla crisi del settore. In leggero miglioramento la performance operativa del Trasporto internazionale (+€15 milioni).

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva di €29 milioni data dall'esclusione di oneri netti special relativi all'adeguamento al valore netto di realizzo del deferred cost relativo al gas prepagato per l'attivazione della clausola take-or-pay (€31 milioni), oneri diversi di €4 milioni e la componente valutativa dei derivati su commodity (provento di €18 milioni), e dalla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (un onere di €12 milioni).

L'utile netto adjusted del secondo trimestre 2014 di €40 milioni evidenzia un miglioramento di €267 milioni rispetto alla perdita netta di €227 milioni del secondo trimestre 2013 per effetto dell'incremento dell'utile operativo, in parte compensato dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Nel **primo semestre 2014** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €311 milioni, che si confronta con la perdita operativa adjusted di €635 milioni registrata nel primo semestre 2013 (+€946 milioni) per effetto degli stessi driver del trimestre e dei benefici economici retroattivi ai precedenti esercizi di alcune rinegoziazioni. In riduzione la performance operativa del Trasporto internazionale (-26,9%).

Il settore ha chiuso il semestre con l'utile netto adjusted di €197 milioni con un miglioramento di €565 milioni rispetto al semestre 2013, in parte compensato dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2014** le vendite di gas naturale sono state di 19,09 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), stabili rispetto al secondo trimestre 2013. Le vendite in Italia sono aumentate dell'11,8% a 7,27 miliardi di metri cubi grazie ai maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e alla crescita nel segmento piccole/medie imprese e terziario dovuto alle efficaci politiche commerciali intraprese, parzialmente compensati dalla flessione nei settori industriale e civile. Le vendite sui mercati europei di 9,01 miliardi di metri cubi hanno registrato una crescita del 2,4%, principalmente nel Benelux e Penisola Iberica per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese, parzialmente compensate dal calo delle vendite in Francia a causa della pressione competitiva. In sostanziale diminuzione i ritiri degli importatori in Italia per effetto del minore output libico (0,64 miliardi di metri cubi; -49,2%).

Le vendite di gas naturale del **primo semestre 2014** sono state di 45,85 miliardi di metri cubi con una flessione di 3,41 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 6,9%. Ad eccezione dei mercati spot e del segmento piccole/medie imprese e terziario, le vendite in Italia (18,45 miliardi di metri cubi; -3%) hanno registrato cali consistenti in tutti i segmenti a causa della debolezza della domanda, pressione competitiva ed effetto climatico nonché dell'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 21,14 miliardi di metri cubi sono diminuite del 7%, principalmente in Germania/Austria e Francia a causa della pressione competitiva, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati nella Penisola Iberica e Turchia per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese.

Le vendite di **energia elettrica** di 7,75 TWh nel secondo trimestre 2014 sono in flessione del 10,8% rispetto al corrispondente periodo del 2013 (16 TWh, in calo del 10,4% nel semestre) 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)

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		I semestre 2013	2014	Var. %
(249)	387	164	..	EBITDA pro-forma adjusted	(318)	551	..
(308)	312	89	..	Mercato	(489)	401	..
59	75	75	27,1	Trasporto internazionale	171	150	(12,3)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa 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

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13		(€ milioni)	I semestre 2013	2014	Var. %
15.817	13.347	15.339	(3,0)	RISULTATI				
(511)	(361)	(262)	48,7	Ricavi della gestione caratteristica		29.683	28.686	(3,4)
292	64	(127)		Utile operativo		(541)	(623)	(15,2)
43	74	170		Esclusione (utile) perdita di magazzino		195	(63)	
9	8	33		Esclusione special item:		36	244	
25	53	125		- oneri ambientali		16	41	
(2)				- svalutazioni		41	178	
3	1	3		- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)		
(2)	(2)	1		- oneri per incentivazione all'esodo		4	4	
2	6	5		- derivati su commodity		(2)	(1)	
8	8	3		- differenze e derivati su cambi		(19)	11	
(176)	(223)	(219)	(24,4)	- altro		(2)	11	
(3)	(1)	(4)		Utile operativo adjusted		(310)	(442)	(42,6)
4	34	6		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(3)	(5)	
36	31	52		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		39	40	
..		Imposte sul reddito ^(a)		84	83	
(139)	(159)	(165)	(18,7)	Tax rate (%)		
141	111	118	(16,3)	Utile netto adjusted		(190)	(324)	(70,5)
				Investimenti tecnici		229	229	
				Margine di raffinazione				
3,25	1,17	2,29	(29,5)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	3,16	1,73	(45,3)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,76	4,96	4,61	(20,0)	Lavorazioni complessive Italia		11,76	9,57	(18,6)
6,80	5,88	5,81	(14,6)	Lavorazioni in conto proprio		13,76	11,69	(15,0)
5,62	4,77	4,49	(20,1)	- Italia		11,45	9,26	(19,1)
1,18	1,11	1,32	11,9	- Resto d'Europa		2,31	2,43	5,2
2,49	2,16	2,38	(4,4)	Vendite Rete Europa		4,82	4,54	(5,8)
1,71	1,45	1,60	(6,4)	- Italia		3,36	3,05	(9,2)
0,78	0,71	0,78		- Resto d'Europa		1,46	1,49	2,1
3,16	2,69	2,96	(6,3)	Vendite Extrarete Europa		5,96	5,65	(5,2)
2,08	1,68	1,79	(13,9)	- Italia		3,94	3,47	(11,9)
1,08	1,01	1,17	8,3	- Resto d'Europa		2,02	2,18	7,9
0,11	0,10	0,11		Vendite Extrarete mercati extra europei		0,21	0,21	

(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 **secondo trimestre 2014** il settore Refining & Marketing ha riportato la perdita operativa adjusted di €219 milioni con un peggioramento di €43 milioni, pari al 24,4%, rispetto al secondo trimestre 2013. Tale trend riflette i valori depressi dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo a causa della debolezza strutturale dell'industria, penalizzata da eccesso di capacità, calo della domanda di carburanti e crescente pressione competitiva da flussi di prodotto importato da Russia, Medio Oriente e USA. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e di struttura, e di ottimizzazione degli assetti, con la riduzione delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing hanno registrato un calo rispetto all'analogo periodo dello scorso anno per effetto della contrazione dei consumi e dell'intensificarsi della pressione competitiva.

Nella determinazione della perdita operativa adjusted del trimestre sono stati esclusi special item per complessivi €170 milioni relativi principalmente alla svalutazione delle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al probabile prezzo di cessione, il cui effetto è in parte compensato dalla ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti nell'ambito dello stesso processo di dismissione (complessivamente €51 milioni), nonché 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 (€43 milioni), oneri ambientali (€33 milioni) e alla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un onere di €5 milioni).

Nel secondo trimestre 2014 il settore ha conseguito la perdita netta adjusted di €165 milioni, con un aumento di €26 milioni rispetto al secondo trimestre 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa.

Nel **primo semestre 2014** il settore ha riportato la perdita operativa adjusted di €442 milioni che rappresenta un peggioramento di €132 milioni rispetto al primo semestre 2013.

La perdita netta adjusted si attesta a €324 milioni, in peggioramento di €134 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2013.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel secondo trimestre 2014 sono state di 5,81 milioni di tonnellate (11,69 milioni di tonnellate nel primo semestre 2014) con una diminuzione del 14,6% rispetto al secondo trimestre 2013 (-15% rispetto al semestre 2013). In Italia la flessione dei volumi processati (-20,1% e -19,1% rispettivamente nei due periodi di confronto) è dovuta alla fermata totale per riconversione della Raffineria di Venezia a "Green Refinery", alla fermata totale del sito di Gela e alla fermata a Taranto dell'impianto RHU per riconversione in Hydrocracking. In aumento le lavorazioni presso la raffineria di Sannazzaro per minori fermate rispetto al semestre 2013.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate dell'11,9% nel trimestre (+5,2% su base semestrale) in Germania e Repubblica Ceca.

Le **vendite rete in Italia** di 1,60 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2014 (3,05 milioni di tonnellate nel semestre) sono diminuite di circa 110 mila tonnellate, pari al 6,4% (circa -310 mila tonnellate, -9,2% nel semestre), per effetto della contrazione dei consumi di tutti i prodotti. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 26,4% nel secondo trimestre 2014, in diminuzione di 1,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (27,9%).

Le **vendite extrarete in Italia** (1,79 milioni di tonnellate nel secondo trimestre; 3,47 milioni di tonnellate su base semestrale) hanno registrato un calo di circa 290 mila tonnellate, pari al 13,9% rispetto al secondo trimestre 2013 (-11,9% nel semestre) con flessioni principalmente nelle vendite di gasolio e oli combustibili per bunkeraggi.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 780 mila tonnellate nel secondo trimestre 2014 (1,49 milioni di tonnellate su base semestrale) sono in linea rispetto al corrispondente periodo del 2013 (+2,1% nel confronto con il semestre 2013). Le maggiori vendite in Germania e Austria sono state compensate dalla flessione dei volumi in Francia, Slovacchia e Repubblica Ceca.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,17 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2014 (2,18 milioni di tonnellate nel semestre) sono in aumento dell'8,3% nel trimestre, (+7,9% nel semestre), principalmente in Austria, Francia e Ungheria.

Conto economico

(€ milioni)

II trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13		I semestre 2013	2014	Var. %
28.121	29.203	27.353	(2,7)	Ricavi della gestione caratteristica	59.287	56.556	(4,6)
136	160	32	(76,5)	Altri ricavi e proventi	375	192	(48,8)
(24.219)	(23.674)	(22.388)	7,6	Costi operativi	(49.633)	(46.062)	7,2
(51)	248	155	..	Altri proventi e oneri operativi	(10)	403	..
(2.516)	(2.291)	(2.897)	(15,1)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.681)	(5.188)	(10,8)
1.471	3.646	2.255	53,3	Utile operativo	5.338	5.901	10,5
(428)	(236)	(257)	40,0	Proventi (oneri) finanziari netti	(610)	(493)	19,2
511	213	408	(20,2)	Proventi netti su partecipazioni	632	621	(1,7)
1.554	3.623	2.406	54,8	Utile prima delle imposte	5.360	6.029	12,5
(1.674)	(2.286)	(1.825)	(9,0)	Imposte sul reddito	(3.925)	(4.111)	(4,7)
..	63,1	75,9		Tax rate (%)	73,2	68,2	
(120)	1.337	581	..	Utile netto	1.435	1.918	33,7
				di competenza:			
275	1.303	658	139,3	- azionisti Eni	1.818	1.961	7,9
(395)	34	(77)	80,5	- interessenze di terzi	(383)	(43)	88,8
275	1.303	658	139,3	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.818	1.961	7,9
203	6	5		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	210	11	
98	(122)	205		Esclusione special item	(67)	83	
576	1.187	868	50,7	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	1.961	2.055	4,8

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

Non-GAAP measure

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

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

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

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

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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

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

(€ milioni)

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)	(225)		(300)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	118	3	6	(2)	7		153		285
Imposte sul reddito ^(a)	(1.881)	(35)	52	18	(50)		49	21	(1.826)
Tax rate (%)	62,0	46,7	..		29,4				67,3
Utile netto adjusted	1.151	40	(165)	(78)	120	(46)	(81)	(54)	887
di cui:									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									19
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									868
Utile netto di competenza azionisti Eni									658
Esclusione (utile) perdita di magazzino									5
Esclusione special item									205
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									868

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.383	(442)	(511)	(184)	(679)	(121)	(77)	102	1.471
Esclusione (utile) perdita di magazzino		4	292	94				(64)	326
Esclusione special item:									
oneri ambientali			9	2		36			47
svalutazioni	39		25	6		1			71
plusvalenze nette su cessione di asset	(14)		(2)						(16)
accantonamenti a fondo rischi				4		23			27
oneri per incentivazione all'esodo	9		3	1		1	1		15
derivati su commodity	(2)	133	(2)	1	1				131
differenze e derivati su cambi	(2)	(121)	2	(6)					(127)
altro	(4)	2	8			8			14
Special item dell'utile operativo	26	14	43	8	1	69	1		162
Utile operativo adjusted	3.409	(424)	(176)	(82)	(678)	(52)	(76)	38	1.959
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(62)	9	(3)		(1)	(6)	(210)		(273)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	263	40	4	(1)	9		1		316
Imposte sul reddito ^(a)	(2.169)	148	36	5	21		156	(18)	(1.821)
Tax rate (%)	60,1				91,0
Utile netto adjusted	1.441	(227)	(139)	(78)	(649)	(58)	(129)	20	181
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(395)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									576
Utile netto di competenza azionisti Eni									275
Esclusione (utile) perdita di magazzino									203
Esclusione special item									98
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									576

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	6.221	653	(623)	(286)	291	(145)	(143)	(67)	5.901
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(107)	(63)	83				102	15
Esclusione special item:									
oneri ambientali			41	7		26			74
svalutazioni	187	1	178	7		5			378
plusvalenze nette su cessione di asset	2				1				3
accantonamenti a fondo rischi	(5)					3	3		1
oneri per incentivazione all'esodo	20	1	4	3	1		1		30
derivati su commodity	2	(283)	(1)	1					(281)
differenze e derivati su cambi	7	11	11	1					30
altro	(3)	35	11	2		23			68
Special item dell'utile operativo	210	(235)	244	21	2	57	4		303
Utile operativo adjusted	6.431	311	(442)	(182)	293	(88)	(139)	35	6.219
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(134)	4	(5)	(2)	(3)	(3)	(392)		(535)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	146	35	40	(2)	15		247		481
Imposte sul reddito ^(a)	(3.979)	(153)	83	33	(90)		62	(13)	(4.057)
Tax rate (%)	61,8	43,7	29,5		..		65,8
Utile netto adjusted	2.464	197	(324)	(153)	215	(91)	(222)	22	2.108
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									53
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.055
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.961
Esclusione (utile) perdita di magazzino									11
Esclusione special item									83
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.055

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	7.435	(531)	(541)	(278)	(476)	(193)	(154)	76	5.338
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(33)	195	123				51	336
Esclusione special item:									
oneri ambientali			16	2		36			54
svalutazioni	39		41	6		2			88
plusvalenze nette su cessione di asset	(65)		(2)		1				(66)
accantonamenti a fondo rischi		(102)		4		23			(75)
oneri per incentivazione all'esodo	10	1	4	1		1	2		19
derivati su commodity		54	(2)	1	1				54
differenze e derivati su cambi	(9)	(39)	(19)	(4)					(71)
altro	(3)	15	(2)			24	(6)		28
Special item dell'utile operativo	(28)	(71)	36	10	2	86	(4)		31
Utile operativo adjusted	7.407	(635)	(310)	(145)	(474)	(107)	(158)	127	5.705
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(125)	12	(3)	(1)	(2)	(6)	(366)		(491)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	283	57	39	(1)	9		43		430
Imposte sul reddito ^(a)	(4.455)	198	84	11	(52)		197	(49)	(4.066)
Tax rate (%)	58,9				72,0
Utile netto adjusted	3.110	(368)	(190)	(136)	(519)	(113)	(284)	78	1.578
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									(383)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.961
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.818
Esclusione (utile) perdita di magazzino									210
Esclusione special item									(67)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.961

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.430	613	(361)	(128)	127	(52)	(80)	97	3.646
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(108)	64	38				13	7
Esclusione special item:									
oneri ambientali			8						8
svalutazioni		1	53	(1)		2			55
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)								(1)
accantonamenti a fondo rischi							4		4
oneri per incentivazione all'esodo	10	1	1				(5)		7
derivati su commodity	1	(265)	(2)	2	1				(263)
differenze e derivati su cambi	10	(1)	6						15
altro			8			5			13
Special item dell'utile operativo	20	(264)	74	1	1	7	(1)		(162)
Utile operativo adjusted	3.450	241	(223)	(89)	128	(45)	(81)	110	3.491
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(67)	2	(1)	(1)	(1)		(167)		(235)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	28	32	34		8		94		196
Imposte sul reddito ^(a)	(2.098)	(118)	31	15	(40)		13	(34)	(2.231)
Tax rate (%)	61,5	42,9	..		29,6				64,6
Utile netto adjusted	1.313	157	(159)	(75)	95	(45)	(141)	76	1.221
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi									34
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.187
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.303
Esclusione (utile) perdita di magazzino									6
Esclusione special item									(122)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.187

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
47	8	66	Oneri ambientali	54	74
71	55	323	Svalutazioni	88	378
(16)	(1)	4	Plusvalenze nette su cessione di asset	(66)	3
27	4	(3)	Accantonamenti a fondo rischi	(75)	1
15	7	23	Oneri per incentivazione all'esodo	19	30
131	(263)	(18)	Derivati su commodity	54	(281)
(127)	15	15	Differenze e derivati su cambi	(71)	30
14	13	55	Altro	28	68
162	(162)	465	Special item dell'utile operativo	31	303
155	1	(43)	Oneri (proventi) finanziari	119	(42)
			<i>di cui:</i>		
127	(15)	(15)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	71	(30)
(195)	(17)	(123)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(202)	(140)
			<i>di cui:</i>		
(174)	(2)	(94)	- plusvalenze da cessione	(174)	(96)
(95)	(2)	(94)	di cui: Galp	(95)	(96)
(75)			Snam	(75)	
(24)	56	2	Imposte sul reddito	(15)	58
			<i>di cui:</i>		
		45	- adeguamento fiscalità differita su PSA		45
41	10	32	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	41	42
(65)	46	(63)	- fiscalità su special item	(56)	(17)
		(12)	- altri proventi netti di imposta		(12)
98	(122)	301	Totale special item dell'utile netto	(67)	179
			<i>di competenza:</i>		
		96	- interessenze di terzi		96
98	(122)	205	- azionisti Eni	(67)	83

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
7.833	7.434	7.368	(5,9)	Exploration & Production	15.614	14.802	(5,2)
6.550	9.224	5.558	(15,1)	Gas & Power	17.415	14.782	(15,1)
15.817	13.347	15.339	(3,0)	Refining & Marketing	29.683	28.686	(3,4)
1.520	1.402	1.402	(7,8)	Versalis	3.063	2.804	(8,5)
2.012	2.891	3.075	52,8	Ingegneria & Costruzioni	5.001	5.966	19,3
26	15	19	(26,9)	Altre attività	48	34	(29,2)
354	329	342	(3,4)	Corporate e società finanziarie	680	671	(1,3)
202	(13)	(18)		Effetto eliminazione utili interni	(27)	(31)	
(6.193)	(5.426)	(5.732)		Elisioni di consolidamento	(12.190)	(11.158)	
28.121	29.203	27.353	(2,7)		59.287	56.556	(4,6)

Costi operativi

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
22.866	22.333	21.013	(8,1)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi <i>di cui: altri special item</i>	47.047	43.346	(7,9)
74	12	63			(21)	75	
1.353	1.341	1.375	1,6	Costo lavoro <i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	2.586	2.716	5,0
15	7	23			19	30	
24.219	23.674	22.388	(7,6)		49.633	46.062	(7,2)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
2.058	1.870	2.204	7,1	Exploration & Production	3.811	4.074	6,9
88	84	80	(9,1)	Gas & Power	198	164	(17,2)
88	73	67	(23,9)	Refining & Marketing	169	140	(17,2)
21	23	26	23,8	Versalis	42	49	16,7
181	176	186	2,8	Ingegneria & Costruzioni	356	362	1,7
16	16	17	6,3	Corporate e società finanziarie	30	33	10,0
(7)	(6)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(13)	(12)	
2.445	2.236	2.574	5,3	Ammortamenti	4.593	4.810	4,7
71	55	323	..	Svalutazioni	88	378	..
2.516	2.291	2.897	15,1		4.681	5.188	10,8

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	57	35	6	15	(2)	111
Dividendi	86		34		54	174
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				3	96	99
Altri proventi (oneri) netti	1	12	31		193	237
	144	47	71	18	341	621

Imposte sul reddito

(€ milioni)

II trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre		
				2013	2014	Var. ass.
			Utile ante imposte			
(1.240)	454	(154)	Italia	(1.156)	300	1.456
2.794	3.169	2.560	Eestero	6.516	5.729	(787)
1.554	3.623	2.406		5.360	6.029	669
			Imposte sul reddito			
(256)	244	(30)	Italia	(160)	214	374
1.930	2.042	1.855	Eestero	4.085	3.897	(188)
1.674	2.286	1.825		3.925	4.111	186
			Tax rate (%)			
..	53,7	..	Italia	..	71,3	..
69,1	64,4	72,5	Eestero	62,7	68,0	5,3
..	63,1	75,9		73,2	68,2	(5,0)

Utile netto adjusted

(€ milioni)

II trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014	Var. % II trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
1.441	1.313	1.151	(20,1)	Exploration & Production	3.110	2.464	(20,8)
(227)	157	40	..	Gas & Power	(368)	197	..
(139)	(159)	(165)	(18,7)	Refining & Marketing	(190)	(324)	(70,5)
(78)	(75)	(78)	..	Versalis	(136)	(153)	(12,5)
(649)	95	120	..	Ingegneria & Costruzioni	(519)	215	..
(58)	(45)	(46)	20,7	Altre attività	(113)	(91)	19,5
(129)	(141)	(81)	37,2	Corporate e società finanziarie	(284)	(222)	21,8
20	76	(54)	..	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	78	22	..
181	1.221	887	..		1.578	2.108	33,6
				di competenza:			
576	1.187	868	50,7	- azionisti Eni	1.961	2.055	4,8
(395)	34	19	..	- interessenze di terzi	(383)	53	..

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

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)

	31 dic. 2013	31 mar. 2014	30 giu. 2014	Var. ass. vs 31 dic. 2013	Var. ass. vs 31 mar. 2014
Debiti finanziari e obbligazionari	25.560	25.710	26.262	702	552
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.685	3.740	6.295	1.610	2.555
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.875	21.970	19.967	(908)	(2.003)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.431)	(6.724)	(6.518)	(1.087)	206
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.042)	(5.028)	9	14
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(129)	(145)	(115)	14	30
Indebitamento finanziario netto	14.963	13.799	14.601	(362)	802
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	61.049	62.399	61.261	212	(1.138)
Leverage	0,25	0,22	0,24	(0,01)	0,02

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 giugno 2014

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2014 ^(a)
Eni SpA	3.005
Eni Finance International SA	218
	3.223

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2014 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2014 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	1.007	2029	fisso	3,625
			1.007			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

1 gen. 2013	31 dic. 2013	31 mar. 2014	30 giu. 2014
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
7.936	5.431	6.724	6.518
	5.004	5.008	5.020
237	235	266	244
28.618	28.890	31.259	28.246
8.578	7.939	7.448	8.257
771	802	768	730
1.239	835	880	897
1.617	1.325	2.714	3.351
48.996	50.461	55.067	53.263
Attività non correnti			
64.798	63.763	64.195	65.913
2.541	2.573	2.555	2.457
4.487	3.876	3.826	3.707
3.453	3.153	3.181	3.112
5.085	3.027	3.121	2.412
913	858	825	975
5.005	4.658	4.500	4.579
4.398	3.676	3.180	2.995
90.680	85.584	85.383	86.150
516	2.296	12	663
140.192	138.341	140.462	140.076
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
2.032	2.553	2.978	3.238
3.015	2.132	762	3.057
23.666	23.701	22.518	21.231
1.633	755	797	845
2.188	2.291	3.054	2.477
1.418	1.437	2.295	2.760
33.952	32.869	32.404	33.608
Passività non correnti			
19.145	20.875	21.970	19.967
13.567	13.120	13.220	14.465
1.407	1.279	1.274	1.302
6.745	6.750	6.997	7.138
2.598	2.259	2.198	2.114
43.462	44.283	45.659	44.986
361	140		221
77.775	77.292	78.063	78.815
PATRIMONIO NETTO			
3.357	2.839	2.831	2.759
Patrimonio netto di Eni:			
4.005	4.005	4.005	4.005
(16)	(154)	19	19
49.438	51.393	54.593	52.920
(201)	(201)	(352)	(403)
(1.956)	(1.993)		
7.790	5.160	1.303	1.961
59.060	58.210	59.568	58.502
62.417	61.049	62.399	61.261
140.192	138.341	140.462	140.076

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
			RICAVI		
28.121	29.203	27.353	Ricavi della gestione caratteristica	59.287	56.556
136	160	32	Altri ricavi e proventi	375	192
28.257	29.363	27.385	Totale ricavi	59.662	56.748
			COSTI OPERATIVI		
22.866	22.333	21.013	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	47.047	43.346
1.353	1.341	1.375	Costo lavoro	2.586	2.716
(51)	248	155	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(10)	403
2.516	2.291	2.897	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	4.681	5.188
1.471	3.646	2.255	UTILE OPERATIVO	5.338	5.901
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.276	1.553	1.808	Proventi finanziari	3.214	3.361
(1.656)	(1.744)	(2.093)	Oneri finanziari	(3.805)	(3.837)
	4	12	Proventi (oneri) da altre attività finanziarie destinate al trading		16
(48)	(49)	16	Strumenti finanziari derivati	(19)	(33)
(428)	(236)	(257)		(610)	(493)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
117	66	45	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	161	111
394	147	363	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	471	510
511	213	408		632	621
1.554	3.623	2.406	UTILE ANTE IMPOSTE	5.360	6.029
(1.674)	(2.286)	(1.825)	Imposte sul reddito	(3.925)	(4.111)
(120)	1.337	581	Utile netto	1.435	1.918
			di competenza:		
275	1.303	658	- azionisti Eni	1.818	1.961
(395)	34	(77)	- interessenze di terzi	(383)	(43)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,07	0,36	0,18	- semplice	0,50	0,54
0,07	0,36	0,18	- diluito	0,50	0,54

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I semestre	
	2013	2014
Utile netto del periodo	1.435	1.918
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	157	423
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>	(100)	(77)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	3	250
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(2)	5
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	2	(1)
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>		(77)
	60	523
Totale utile complessivo	1.495	2.441
di competenza:		
- azionisti Eni	1.889	2.475
- interessenze di terzi	(394)	(34)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013		61.049
Totale utile (perdita) complessivo	2.441	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.986)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(48)	
Acquisto azioni Eni	(202)	
Altre variazioni	7	
Totale variazioni		212
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2014		61.261
di competenza:		
- azionisti Eni		58.502
- interessenze di terzi		2.759

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
(120)	1.337	581		2013	2014
			Utile netto	1.435	1.918
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.445	2.236	2.574	Ammortamenti	4.593	4.810
71	55	323	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	88	378
(117)	(66)	(45)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(161)	(111)
(117)	(5)	(15)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(168)	(20)
(271)	(36)	(138)	Dividendi	(306)	(174)
(28)	(31)	(44)	Interessi attivi	(59)	(75)
187	171	180	Interessi passivi	374	351
1.674	2.286	1.825	Imposte sul reddito	3.925	4.111
185	(111)	(32)	Altre variazioni	167	(143)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
423	502	(784)	- rimanenze	684	(282)
3.246	(1.359)	2.933	- crediti commerciali	(385)	1.574
(3.391)	(733)	(1.308)	- debiti commerciali	(1.889)	(2.041)
145	90	(62)	- fondi per rischi e oneri	(292)	28
31	(234)	(734)	- altre attività e passività	1.828	(968)
454	(1.734)	45	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(54)</i>	<i>(1.689)</i>
9	(2)	6	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	16	4
375	107	237	Dividendi incassati	409	344
37	17	9	Interessi incassati	57	26
(255)	(193)	(132)	Interessi pagati	(694)	(325)
(2.528)	(1.880)	(1.785)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.807)	(3.665)
2.001	2.151	3.589	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.815	5.740
			Investimenti:		
(2.282)	(2.210)	(2.542)	- attività materiali	(4.902)	(4.752)
(543)	(335)	(437)	- attività immateriali	(1.045)	(772)
	(15)	(21)	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(28)	(36)
(63)	(45)	(112)	- partecipazioni	(148)	(157)
(8)	(64)	16	- titoli	(18)	(48)
(161)	(484)	(35)	- crediti finanziari	(482)	(519)
220	(114)	272	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	139	158
(2.837)	(3.267)	(2.859)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(6.484)</i>	<i>(6.126)</i>
			Disinvestimenti:		
134		7	- attività materiali	186	7
4			- attività immateriali	4	
2.252	2.177	830	- partecipazioni	2.275	3.007
8	35	5	- titoli	27	40
(21)	468	(160)	- crediti finanziari	1.260	308
29	(19)	25	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	51	6
2.406	2.661	707	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>3.803</i>	<i>3.368</i>
(431)	(606)	(2.152)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(2.681)	(2.758)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
1.606	2.241	236	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.594	2.477
(3.213)	(2.666)	(127)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.314)	(2.793)
6	369	295	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	928	664
(1.601)	(56)	404		208	348
		1	Apporti netti di capitale proprio da terzi		1
			Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(25)	
(1.956)		(1.986)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.956)	(1.986)
(172)	(44)	(4)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(210)	(48)
	(151)	(51)	Acquisto di azioni proprie		(202)
(3.729)	(251)	(1.636)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.983)	(1.887)
		2	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2
			Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(13)	(10)
(28)	(1)	(9)			
(2.187)	1.293	(206)	Flusso di cassa netto del periodo	138	1.087
10.261	5.431	6.724	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	7.936	5.431
8.074	6.724	6.518	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	8.074	6.518

(*) 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)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
			Investimenti finanziari:		
	(28)	25	- titoli		(3)
26	(67)	(22)	- crediti finanziari	(142)	(89)
26	(95)	3		(142)	(92)
			Disinvestimenti finanziari:		
8	27		- titoli	22	27
(14)	51	50	- crediti finanziari	1.074	101
(6)	78	50		1.096	128
20	(17)	53	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	954	36

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
	60	36	Attività correnti	26	96
	32	233	Attività non correnti	27	265
(19)			Disponibilità finanziarie nette	(5)	(19)
(43)	(248)		Passività correnti e non correnti	(19)	(291)
30	21		Effetto netto degli investimenti	29	51
(15)			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(15)
15	21		Totale prezzo di acquisto	29	36
			a dedurre:		
			Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	
15	21		Flusso di cassa degli investimenti	28	36

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
2.563	2.111	2.577	0,5	Exploration & Production	4.893	4.688	[4,2]
478	298	399	[16,5]	- ricerca esplorativa	944	697	[26,2]
2.063	1.784	2.160	4,7	- sviluppo	3.907	3.944	0,9
22	29	18	[18,2]	- altro	42	47	11,9
57	28	47	[17,5]	Gas & Power	83	75	[9,6]
49	27	42	[14,3]	- mercato	74	69	[6,8]
8	1	5	[37,5]	- trasporto internazionale	9	6	[33,3]
141	111	118	[16,3]	Refining & Marketing	229	229	
120	84	97	[19,2]	- raffinazione, supply e logistica	183	181	[1,1]
21	27	21		- marketing	46	48	4,3
58	58	67	15,5	Versalis	111	125	12,6
151	204	125	[17,2]	Ingegneria & Costruzioni	490	329	[32,9]
4	2	5	25,0	Altre attività	5	7	40,0
45	23	23	[48,9]	Corporate e società finanziarie	107	46	[57,0]
[194]	8	17		Elisioni di consolidamento	29	25	
2.825	2.545	2.979	5,5		5.947	5.524	[7,1]

Nel primo semestre 2014 gli investimenti tecnici di €5.524 milioni (€5.947 milioni nel primo semestre 2013) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Italia, Congo, Nigeria, Kazakhstan ed Egitto, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Nigeria, Mozambico, Stati Uniti, Angola, Liberia e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€329 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€181 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 (€48 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€40 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
196	206	229	16,8	Italia	393	435	10,7
556	370	416	[25,2]	Resto d'Europa	1.139	786	[31,0]
196	186	236	20,4	Africa Settentrionale	388	422	8,8
875	769	911	4,1	Africa Sub-Sahariana	1.606	1.680	4,6
164	113	129	[21,3]	Kazakhstan	324	242	[25,3]
318	194	279	[12,3]	Resto dell'Asia	527	473	[10,2]
230	250	358	55,7	America	481	608	26,4
28	23	19	[32,1]	Australia e Oceania	35	42	20,0
2.563	2.111	2.577	0,5		4.893	4.688	[4,2]

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014			I semestre	
					2013	2014
1.648	1.583	1.584	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.583
181	182	179	Italia		181	180
151	192	195	Resto d'Europa		154	193
598	542	549	Africa Settentrionale		576	546
322	324	321	Africa Sub-Sahariana		317	322
105	102	90	Kazakhstan		104	96
150	96	104	Resto dell'Asia		145	100
110	117	120	America		115	119
31	28	26	Australia e Oceania		32	27
140,3	134,7	133,0	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	276,1	267,7

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014			I semestre	
					2013	2014
845	822	813	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	832	817
67	75	72	Italia		65	73
76	97	94	Resto d'Europa		77	95
259	246	236	Africa Settentrionale		257	241
240	232	227	Africa Sub-Sahariana		239	229
68	59	54	Kazakhstan		64	56
57	29	41	Resto dell'Asia		51	36
67	77	83	America		68	80
11	7	6	Australia e Oceania		11	7

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

Il trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014			I semestre	
					2013	2014
125	118	120	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	123	119
18	17	17	Italia		18	17
12	15	16	Resto d'Europa		12	15
52	46	49	Africa Settentrionale		50	48
13	14	14	Africa Sub-Sahariana		12	14
6	7	6	Kazakhstan		6	6
14	10	9	Resto dell'Asia		15	10
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 [15,7 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2014 e 2013, rispettivamente, e 13,6 e 11,8 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2014 e 2013, rispettivamente e 11,4 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2014].

Gas & Power

VENDITE DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014	Var. % Il trim. 14 vs 13		I semestre		
					2013	2014	Var. %
6,50	11,18	7,27	11,8	ITALIA	19,03	18,45	(3,0)
0,67	1,43	1,00	49,3	- Grossisti	3,07	2,43	(20,8)
1,86	3,79	2,57	38,2	- PSV e borsa	4,64	6,36	37,1
1,64	1,20	1,22	(25,6)	- Industriali	3,34	2,42	(27,5)
0,12	0,62	0,31	..	- PMI e terziario	0,57	0,93	63,2
0,27	0,45	0,34	25,9	- Termoelettrici	1,02	0,79	(22,5)
0,65	2,21	0,56	(13,8)	- Residenziali	3,54	2,77	(21,8)
1,29	1,48	1,27	(1,6)	- Autoconsumi	2,85	2,75	(3,5)
12,59	15,58	11,82	(6,1)	VENDITE INTERNAZIONALI	30,23	27,40	(9,4)
10,06	13,32	9,65	(4,1)	Resto d'Europa	25,20	22,97	(8,8)
1,26	1,19	0,64	(49,2)	- Importatori in Italia	2,48	1,83	(26,2)
8,80	12,13	9,01	2,4	- Mercati europei	22,72	21,14	(7,0)
1,18	1,52	1,34	13,6	<i>Penisola Iberica</i>	2,42	2,86	18,2
1,65	2,15	1,63	(1,2)	<i>Germania/Austria</i>	4,48	3,78	(15,6)
1,93	2,33	2,18	13,0	<i>Benelux</i>	4,79	4,51	(5,8)
0,23	0,68	0,22	(4,3)	<i>Ungheria</i>	1,09	0,90	(17,4)
0,59	0,89	0,64	8,5	<i>Regno Unito</i>	1,86	1,53	(17,7)
1,46	1,99	1,54	5,5	<i>Turchia</i>	3,25	3,53	8,6
1,60	2,38	1,41	(11,9)	<i>Francia</i>	4,36	3,79	(13,1)
0,16	0,19	0,05	(68,8)	<i>altro</i>	0,47	0,24	(48,9)
1,90	1,59	1,33	(30,0)	Mercati extra europei	3,69	2,92	(20,9)
0,63	0,67	0,84	33,3	E&P in Europa e Golfo del Messico	1,34	1,51	12,7
19,09	26,76	19,09		TOTALE VENDITE GAS MONDO	49,26	45,85	(6,9)

Versalis

Il trim. 2013	I trim. 2014	Il trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
			Vendite	(€ milioni)	
735	627	608	Intermedi	1.418	1.235
724	737	740	Polimeri	1.531	1.477
61	38	54	Altri ricavi	114	92
1.520	1.402	1.402		3.063	2.804
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
914	832	756	Intermedi	1.808	1.588
614	609	604	Polimeri	1.217	1.213
1.528	1.441	1.360		3.025	2.801

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

II trim. 2013	I trim. 2014	II trim. 2014		I semestre	
				2013	2014
			Ordini acquisiti		
3.138	2.711	5.527	Engineering & Construction Offshore	4.038	8.238
707	973	3.355	Engineering & Construction Onshore	1.635	4.328
8	81	61	Perforazioni mare	913	142
60	135	289	Perforazioni terra	118	424
3.913	3.900	9.232		6.704	13.132

(€ milioni)

	31 dic. 2013	30 giu. 2014
Portafoglio ordini	17.065	24.215