



Eni: risultati del primo trimestre 2015

Roma, 29 aprile 2015 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del primo trimestre 2015¹ (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Cash flow operativo²: €2,30 miliardi;**
- **Leverage: 0,22 invariato rispetto a fine 2014 nonostante il dimezzamento del prezzo del petrolio;**
- **Utile operativo adjusted: €1,57 miliardi, -55% rispetto al primo trimestre 2014; positivo in tutti i settori di business;**
- **Utile netto adjusted: €0,65 miliardi, -46% rispetto al primo trimestre 2014;**
- **Utile netto: €0,70 miliardi, -46% rispetto al primo trimestre 2014.**

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: 1,697 milioni di boe/giorno +7,2% rispetto al primo trimestre 2014. Escludendo l'impatto positivo dell'effetto prezzo nei contratti di production sharing e delle operazioni di portafoglio + 3,7%;**
- **Conseguita la decisione finale d'investimento per il progetto integrato oil&gas OCTP in Ghana;**
- **Avviata la produzione dai giacimenti Hadrian South e Lucius negli Stati Uniti, West Franklin in Regno Unito, Eldfisk 2 fase 1 in Norvegia e Nené Marine in Congo;**
- **Effettuate scoperte "near-field" in Egitto e Libia; in Indonesia incrementate le risorse esplorative della scoperta a gas Merakes;**
- **Acquisiti permessi esplorativi in Egitto, Norvegia, Regno Unito e Myanmar.**

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Sono particolarmente soddisfatto dei risultati conseguiti che, in linea con la strategia annunciata lo scorso marzo, recuperano per oltre €600 milioni l'effetto scenario negativo determinato dal crollo del prezzo del Brent. Le produzioni upstream sono in crescita, i piani di sviluppo a sostegno delle nuove produzioni 2015-2016 proseguono secondo le previsioni, mentre tutti i business mid-downstream, approfittando anche di uno scenario favorevole, sono tornati in utile evidenziando i frutti delle azioni di trasformazione avviate. Questi risultati, insieme alla massima attenzione all'efficienza e all'ottimizzazione del capitale circolante, hanno contribuito a mantenere il leverage invariato rispetto a dicembre 2014 nonostante il dimezzamento del prezzo del Brent."

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

² Flusso di cassa netto da attività operativa.

Highlight finanziari

IV trim. 2014	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	I trimestre		
			2014	2015	Var. %
2.323	Utile operativo adjusted ^(b)		3.491	1.567	(55,1)
464	Utile netto adjusted		1.191	648	(45,6)
0,13	- per azione (€) ^(c)		0,33	0,18	(45,5)
0,32	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		0,90	0,41	(54,4)
(2.384)	Utile netto		1.303	704	(46,0)
(0,66)	- per azione (€) ^(c)		0,36	0,20	(44,4)
(1,65)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		0,99	0,45	(54,5)
5.386	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.151	2.304	7,1

(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 primo trimestre 2015 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted consolidato di €1,57 miliardi con una flessione del 55% rispetto al primo trimestre 2014 per effetto del calo del 50% del prezzo del petrolio, attenuato dalle migliori performance upstream e di tutti gli altri settori di attività. Il settore G&P ha conseguito un aumento del 21,5% dell'utile operativo (+€0,05 miliardi) grazie alla migliore competitività del portafoglio di approvvigionamenti long-term a seguito della rinegoziazione di una parte sostanziale e alla buona performance del segmento retail e dei segmenti ad alto valore aggiunto, nonostante i proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel periodo di confronto.

Il settore R&M e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,12 miliardi rispetto alla perdita operativa di €0,31 miliardi del primo trimestre 2014 grazie al recupero dei margini di raffinazione e delle commodity chimiche, nonché per effetto delle iniziative di efficienza e di ottimizzazione. Anche la controllata Saipem ha registrato una ripresa della performance operativa (+25%).

Utile netto adjusted

Nel primo trimestre 2015 l'utile netto adjusted di €0,65 miliardi evidenzia una riduzione del 45,6% per effetto della flessione dell'utile operativo (-€1,92 miliardi) solo parzialmente compensata dai maggiori proventi su partecipazioni grazie alla ripresa dei prezzi di borsa di Galp e Snam sulla cui base sono valutati gli interest posseduti da Eni al servizio dei rispettivi bond convertibili (+€0,18 miliardi). Il tax rate adjusted di gruppo è diminuito di circa 6 punti percentuali per effetto della minore incidenza del settore E&P sull'utile ante imposte di gruppo e dei suddetti proventi valutativi non soggetti a tassazione.

Cash flow operativo

Il flusso di cassa netto da attività operativa di €2,30 miliardi che ha beneficiato di un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (+€352 milioni rispetto al 31 dicembre 2014), e gli incassi da dismissioni di €0,55 miliardi, hanno finanziato buona parte dei fabbisogni relativi agli investimenti del periodo (€2,9 miliardi), focalizzati nello sviluppo di giacimenti di idrocarburi e nei progetti di ricerca esplorativa, determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto³ al 31 marzo 2015 di €1,46 miliardi rispetto a fine 2014, a €15,14 miliardi, su cui hanno inciso differenze cambio per €0,46 miliardi.

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 30.

Il leverage⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari a 0,22 al 31 marzo 2015 invariato rispetto al 31 dicembre 2014, nonostante la crescita dell'indebitamento finanziario netto, riflettendo l'incremento del total equity dovuto all'effetto positivo (+€5,29 miliardi) delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale grazie al sensibile apprezzamento della divisa statunitense rispetto all'euro (+11,4% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2014 e al 31 marzo 2015).

Highlight operativi

IV trim.		I trimestre		
2014	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	2014	2015	Var. %
1.648	Produzione di idrocarburi	1.583	1.697	7,2
868	- Petrolio	822	860	4,6
121	- Gas naturale	118	130	10,2
23,70	Vendite gas mondo	26,76	25,62	(4,3)
9,32	Vendite di energia elettrica	8,25	8,47	2,7
2,26	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	2,16	2,04	(5,6)
1,30	Produzione prodotti petrolchimici	1,44	1,43	(0,8)

Exploration & Production

La produzione d'idrocarburi del primo trimestre 2015 è stata di 1,697 milioni di boe/giorno, in aumento del 7,2%. Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement e le operazioni di portafoglio, la produzione registra un incremento del 3,7% dovuto al contributo degli avvii del trimestre e delle produzioni in Libia, nonché dell'entrata a regime degli avvii 2014 in Angola, Congo, Egitto e Stati Uniti. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature.

Gas & Power

Nel primo trimestre 2015 le vendite di gas naturale sono state di 25,62 miliardi di metri cubi con una flessione di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al primo trimestre 2014 (-4,3%), in un quadro di perdurante pressione competitiva ed eccesso di offerta. Le vendite Italia (10,08 miliardi di metri cubi) sono diminuite del 9,8% a causa dei minori volumi spot e della riduzione dei consumi del segmento termoelettrico, i cui effetti sono stati attenuati dalla buona performance del segmento retail anche per effetto di condizioni climatiche più rigide rispetto al primo trimestre 2014. Le vendite nei mercati europei (12,29 miliardi di metri cubi) si sono mantenute sostanzialmente stabili grazie ai maggiori volumi spot e al buon andamento del segmento retail in Francia, i cui effetti sono stati compensati dal disinvestimento nella joint venture GVS in Germania.

Refining & Marketing e Chimica

Nel primo trimestre 2015 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha sestuplicato il suo valore rispetto ai valori particolarmente depressi del primo trimestre 2014 per effetto del calo della quotazione del marker Brent. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla crescente pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono state di 1,35 milioni di tonnellate, evidenziando una contrazione del 6,9% a causa principalmente della forte pressione competitiva. La quota di mercato è pari al 24,2% nel primo trimestre 2015, in calo di 1,7 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. pag. 30.

precedente (25,9%). Le vendite rete nel resto d'Europa del primo trimestre 2015 sono in lieve calo a causa dei minori volumi commercializzati nei mercati dell'Europa Orientale.

La Chimica ha beneficiato della temporanea indisponibilità sul mercato di alcune commodity con una parziale ripresa dei margini.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del primo trimestre 2015 hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-17,8%).

Sviluppi di business

In Ghana, con la ratifica da parte delle competenti Autorità, è stata conseguita la decisione finale di investimento per lo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni operatore, 47,22%). Il first oil è previsto nel 2017; il first gas nel 2018. Il picco produttivo di 80 mila boe/giorno è atteso per il 2019.

In Egitto è stato firmato un accordo petrolifero quadro che prevede investimenti di \$5 miliardi nei prossimi 4 anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio e la possibilità di rivedere i termini di alcuni contratti petroliferi con il Paese. L'accordo comprende anche la valutazione di ulteriori forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato.

Sono stati inoltre assegnati tre Concession Agreement per operare nel blocco Southwest Melehia nel deserto occidentale egiziano e nei blocchi Karawan e North Leil nell'offshore del Mediterraneo.

In Myanmar, a seguito della partecipazione al Bid Internazionale competitivo, sono stati aggiudicati due Production Sharing Contract (PSC) per l'esplorazione dei due blocchi offshore MD-02 e MD-04.

In Congo sono stati definiti due accordi di collaborazione volti a promuovere lo sviluppo energetico e a contribuire alla crescita locale.

In Norvegia sono state assegnate a seguito di competitive bid due licenze esplorative: (i) l'operatorship della PL 806 con una quota del 40% nel Mare di Barents; e (ii) la PL 044C con una quota del 13,12% nel Mare del Nord.

Nel Regno Unito sono state assegnate quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale ed è stata finalizzata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale.

In Angola è stata ottenuta l'estensione di tre anni del periodo esplorativo relativo al Blocco 15/06 dove è stato avviato a fine 2014 il progetto operato West Hub.

Scoperte "near-field": i) in Egitto nuove scoperte a olio e gas nella concessione Melehia nel deserto occidentale; ii) in Libia ritrovamento a gas e condensati nell'offshore del prospetto esplorativo Bahr Essalam Sud nell'area contrattuale D, in prossimità del giacimento in produzione di Bahr Essalam.

In Indonesia l'attività di valutazione successiva alla scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinngan (Eni operatore, 85%), ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in place. Eni anticiperà la campagna di appraisal per valutare la possibilità di sviluppo accelerato della scoperta ottimizzando le sinergie con il vicino campo offshore di Jangkrik, anch'esso operato da Eni.

Inoltre, nel trimestre si segnalano i seguenti avvii produttivi:

(i) Nené in Congo nel Blocco Marine XII, a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7.500 boe/giorno facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Nené avverrà in più fasi e prevede l'installazione di piattaforme di produzione e la perforazione di circa 30 pozzi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno;

(ii) Hadrian South nel Golfo del Messico con una produzione giornaliera stimata in 10 milioni di metri cubi di gas e 2.250 barili di idrocarburi liquidi (circa 16 mila boe/giorno in quota Eni) e del giacimento Lucius con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni

(iii) West Franklin in Regno Unito e Eldfisk 2 fase 1 in Norvegia.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2015 è caratterizzato dal moderato rafforzamento della crescita economica globale trainata dagli Stati Uniti. Rimangono i rischi relativi alla solidità della ripresa nell'area Euro, all'entità del rallentamento di Cina e di altre economie emergenti e alla stabilità finanziaria. Il prezzo del petrolio è previsto in significativo ridimensionamento rispetto al 2014 a causa dell'eccesso di offerta. Nel settore Exploration & Production il management ha definito iniziative di efficienza e ottimizzazione degli investimenti e dei costi operativi mantenendo un solido focus sull'esecuzione e time-to-market dei progetti per attenuare l'effetto negativo della caduta del prezzo. Negli altri settori prevalentemente influenzati dal quadro economico europeo, il management prevede uno scenario sfidante a causa di elementi di criticità strutturale dovuti alla debolezza della domanda di commodity, eccesso di offerta/capacità e pressione competitiva. Il calo del prezzo del petrolio potrà attenuare tali fattori. Il recupero della redditività in questi settori farà leva sulla rinegoziazione dei contratti gas, sulla ristrutturazione/riconversione della capacità produttiva legata al ciclo petrolifero e sulle azioni di riduzione dei costi e di ottimizzazione dei margini.

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

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2014, pur a parità di prezzo, grazie all'avvio di nuovi giacimenti e al ramp-up di quelli avviati nel 2014 in particolare in Angola, Congo, Egitto, Venezuela, Stati Uniti e Norvegia e ai maggiori volumi attesi in Libia;
- **vendite di gas:** sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale nel segmento grandi clienti e in quello retail per contrastare la pressione competitiva;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in aumento per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario, nonché per effetto della migliore performance attesa dell'impianto di conversione EST presso Sannazzaro e di minori fermate. Tali aumenti saranno attenuati dalla chiusura della raffineria di Gela per riconversione;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste stabili in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva facendo leva sulle azioni di marketing volte a sostenere la quota di mercato.

Nel 2015 il management ha previsto iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending a parità di cambio rispetto al 2014 in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine. Il management prevede che per effetto della gestione industriale e di portafoglio il leverage a fine esercizio rimarrà entro il limite di 0,30.

Il presente comunicato stampa relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2015, non sottoposti a revisione contabile, costituisce il resoconto intermedio di gestione previsto dall'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF).

I risultati economici e i flussi di cassa sono forniti con riferimento al primo trimestre 2015 e al primo e al quarto trimestre 2014. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile al 31 marzo 2015 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2014, ai quali si rinvia.

Nuovo segmental reporting Eni

Dal primo trimestre 2015 i settori di attività Eni oggetto di reporting in base al principio internazionale IFRS 8 sono i seguenti:

- **E&P:** comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL;
- **G&P:** comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore G&P comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione dell'Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, etc..) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione. I risultati delle attività di commercializzazione di greggi e prodotti e di risk management delle commodity energetiche sono responsabilità del segment manager G&P, quest'ultima per sfruttare al meglio i benefici del pooling delle esposizioni al rischio commodity presenti nelle business unit del Gruppo. Nei precedenti reporting periods i risultati della commercializzazione greggi e prodotti e del risk management oil erano rappresentati nel settore R&M;
- **R&M e Chimica:** comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici, riportati distintamente nei precedenti reporting periods. Le attività di Refining & Marketing e della Chimica sono state unificate in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificate, evidenziano ritorni economici di lungo termine simili, hanno prodotti comparabili, interconnessione tecnico-impiantistica per via della prossimità degli impianti petrolchimici alle raffinerie e dei flussi di interscambio di beni e servizi, hanno logiche competitive equivalenti e vendono per la parte wholesale a clienti e tramite canali distributivi similari;
- **Ingegneria & Costruzioni:** Eni attraverso la controllata Saipem, quotata alla borsa di Milano (quota Eni 43%) è attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti e infrastrutture per l'industria oil&gas e nella fornitura di servizi di perforazione e altri oilfield services;
- **Corporate e altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial (quest'ultima riportata separatamente nei precedenti reporting periods).

Le principali informazioni finanziarie per settore di attività oggetto di reporting al Consiglio di Amministrazione Eni sono: i ricavi, l'utile operativo, nonché le attività e passività direttamente attribuibili in occasione dei reporting periods statutory (bilancio e semestrale). Inoltre il management valuta l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted dei settori di attività. I risultati adjusted sono Non-GAAP measure di cui si fornisce informativa nelle note di commento a questo comunicato stampa.

I periodi di confronto presentati in questo comunicato stampa sono stati oggetto di restatement in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni.

Di seguito si riportano le principali misure di risultato per segmento di attività relative all'esercizio 2014 e ai reporting period infrannuali 2014 oggetto di restatement in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni.

PUBBLICATO

(€ milioni)	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
I trim. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	7.434	9.224	13.347	1.402	2.891	329	15	(5.439)	29.203
Utile operativo	3.430	613	(361)	(128)	127	(80)	(52)	97	3.646
Utile operativo adjusted	3.450	241	(223)	(89)	128	(81)	(45)	110	3.491
II trim. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	7.368	5.558	15.339	1.402	3.075	342	19	(5.750)	27.353
Utile operativo	2.791	40	(262)	(158)	164	(63)	(93)	(164)	2.255
Utile operativo adjusted	2.981	70	(219)	(93)	165	(58)	(43)	(75)	2.728
III trim. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	7.285	5.533	14.539	1.285	3.509	308	17	(5.876)	26.600
Utile operativo	3.072	(352)	(219)	(120)	150	(69)	(27)	144	2.579
Utile operativo adjusted	3.088	(109)	39	(98)	155	(65)	(42)	64	3.032
IV trim. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	6.401	7.935	12.928	1.195	3.398	399	27	(5.592)	26.691
Utile operativo	1.473	(115)	(1.387)	(298)	(423)	(34)	(100)	321	(563)
Utile operativo adjusted	2.032	108	195	(66)	31	(61)	(48)	132	2.323
Esercizio 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378	78	(22.657)	109.847
Utile operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)	(272)	398	7.917
Utile operativo adjusted	11.551	310	(208)	(346)	479	(265)	(178)	231	11.574
Attività direttamente attribuibili	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042	258	(486)	115.792

RIESPOSTO

(€ milioni)	E&P	G&P	R&M e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
I trim. 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	7.434	19.973	7.016	2.891	338	(8.449)	29.203
Utile operativo	3.430	611	(487)	127	(132)	97	3.646
Utile operativo adjusted	3.450	242	(313)	128	(126)	110	3.491
II trim. 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	7.368	17.968	7.439	3.075	353	(8.850)	27.353
Utile operativo	2.791	(19)	(361)	164	(156)	(164)	2.255
Utile operativo adjusted	2.981	14	(256)	165	(101)	(75)	2.728
III trim. 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	7.285	17.311	7.859	3.509	318	(9.682)	26.600
Utile operativo	3.072	(414)	(277)	150	(96)	144	2.579
Utile operativo adjusted	3.088	(180)	12	155	(107)	64	3.032
IV trim. 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	6.401	18.182	6.680	3.398	420	(8.390)	26.691
Utile operativo	1.473	(114)	(1.686)	(423)	(134)	321	(563)
Utile operativo adjusted	2.032	92	145	31	(109)	132	2.323
Esercizio 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	28.488	73.434	28.994	12.873	1.429	(35.371)	109.847
Utile operativo	10.766	64	(2.811)	18	(518)	398	7.917
Utile operativo adjusted	11.551	168	(412)	479	(443)	231	11.574
Attività direttamente attribuibili	68.113	19.342	13.313	14.210	1.300	(486)	115.792

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, 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 primo trimestre (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del primo trimestre 2015

(€ milioni)

IV trim. 2014		I trimestre		
		2014	2015	Var. %
26.691	Ricavi della gestione caratteristica	29.203	23.786	(18,5)
(563)	Utile operativo	3.646	1.551	(57,5)
1.255	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	7	125	
1.631	Esclusione special item	(162)	(109)	
2.323	Utile operativo adjusted	3.491	1.567	(55,1)
	Dettaglio per settore di attività			
2.032	<i>Exploration & Production</i>	3.450	955	(72,3)
92	<i>Gas & Power</i>	242	294	21,5
145	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(313)	121	..
31	<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	128	160	25,0
(109)	<i>Corporate e altre attività</i>	(126)	(89)	29,4
132	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i> ^(a)	110	126	
(223)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(221)	(185)	
(287)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	196	299	
(1.374)	Imposte sul reddito ^(b)	(2.235)	(977)	
75,8	Tax rate (%)	64,5	58,1	
439	Utile netto adjusted	1.231	704	(42,8)
(2.384)	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.303	704	(46,0)
864	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	6	87	
1.984	Esclusione special item	(118)	(143)	
464	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.191	648	(45,6)
	Utile netto di competenza azionisti Eni			
(0,66)	per azione (€)	0,36	0,20	(44,4)
(1,65)	per ADR (\$)	0,99	0,45	(54,5)
	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,13	per azione (€)	0,33	0,18	(45,5)
0,32	per ADR (\$)	0,90	0,41	(54,4)
3.603,4	Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.617,9	3.601,1	
5.386	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.151	2.304	7,1
3.633	Investimenti tecnici	2.545	2.899	13,9

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

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2014		I trimestre		
		2014	2015	Var. %
76,27	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,20	53,97	(50,1)
1,249	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,370	1,126	(17,8)
61,06	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	78,98	47,93	(39,3)
4,97	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	1,17	7,57	..
8,37	Prezzo gas NBP ^(d)	9,95	7,27	(26,9)
0,08	Euribor - a tre mesi (%)	0,30	0,05	(83,3)
0,24	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,24	0,26	8,3

(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 primo trimestre 2015 Eni ha registrato l'**utile operativo** di €1.551 milioni e l'**utile netto** di €704 milioni, a fronte dell'utile operativo di €3.646 milioni e dell'utile netto di €1.303 milioni nel primo trimestre 2014. La performance operativa è stata penalizzata dal crollo delle quotazioni del petrolio (-50%) a causa dell'eccesso di offerta e dai deboli fondamentali del settore energetico europeo a causa della lenta ripresa della domanda, dell'oversupply/overcapacity e della perdurante pressione competitiva. Tale scenario è stato parzialmente compensato dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dall'effetto del calo delle quotazioni della carica petrolifera sui margini di raffinazione e dei prodotti chimici.

La riduzione dell'utile operativo del settore E&P determinata dalla contrazione dei ricavi è stata solo parzialmente compensata dai progressi nella strategia di turnaround dei business raffinazione e chimica, grazie anche al miglioramento dei margini, e del settore G&P per effetto della migliore competitività a seguito del processo di rinegoziazione dei contratti long-term e della buona performance dei segmenti di business a valore aggiunto (in particolare il retail gas), nonostante i minori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel periodo di confronto.

L'utile netto ha beneficiato dei proventi dalla valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi bond convertibili (€185 milioni; nel primo trimestre 2014 proventi netti di €65 milioni) e della riduzione di circa 9 punti percentuali del tax rate consolidato determinata dalla minore incidenza del settore E&P sul risultato di gruppo, dalla non imponibilità dei suddetti proventi da valutazione e dal reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

Adjusted

Nel primo trimestre 2015 l'**utile operativo adjusted** è stato di €1.567 milioni con una diminuzione del 55,1% rispetto al primo trimestre 2014. L'**utile netto adjusted** di competenza degli azionisti Eni di €648 milioni è diminuito di €543 milioni rispetto al primo trimestre 2014 (-45,6%). Le rettifiche hanno riguardato la perdita di magazzino di €87 milioni e special item costituiti da proventi netti di €143 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 (proventi pari a €66 milioni).

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da proventi netti di €109 milioni, relativi principalmente a: (i) plusvalenze da cessione (€335 milioni) riferite in particolare a proprietà oil&gas non strategiche in Nigeria; (ii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €106 milioni); (iii) svalutazioni (€28 milioni) di investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e Chimica; (iv) accantonamenti per oneri ambientali e per incentivazione all'esodo (€20 milioni e €6 milioni, rispettivamente).

Gli **special item non operativi** escludono principalmente la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€365 milioni). Gli special item relativi alle imposte sul reddito comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, il reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo è stato determinato dal minor utile operativo adjusted registrato nel settore Exploration & Production, compensato dal miglioramento della Refining & Marketing e Chimica, Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni.

Exploration & Production

L'utile operativo adjusted conseguito dal settore Exploration & Production nel primo trimestre 2015 di €955 milioni è diminuito di €2.495 milioni, pari al 72,3%, per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -46,5%) che segue l'andamento del marker Brent (-50,1%) e la debolezza del mercato del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta e dai minori costi per attività esplorativa. L'utile netto adjusted di €118 milioni è diminuito del 91% penalizzato anche dall'incremento del tax rate adjusted (+25,5 punti percentuali) che riflette la maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità e di costi non deducibili.

Gas & Power

Nel primo trimestre 2015 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €294 milioni (+€52 milioni, pari al 21,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) che riflette la migliorata competitività del business grazie ai benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, nonostante la circostanza che il primo trimestre 2014 registrava maggiori effetti economici una tantum connessi alle rinegoziazioni relative anche a forniture di esercizi precedenti. In ripresa i risultati del retail. Il settore ha chiuso il trimestre con l'utile netto adjusted di €218 milioni, in miglioramento di €57 milioni rispetto al primo trimestre 2014.

Refining & Marketing e Chimica

Nel primo trimestre 2015 il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'utile operativo adjusted di €121 milioni con un miglioramento di €434 milioni rispetto alla perdita operativa adjusted di €313 milioni del primo trimestre 2014. Tale incremento è attribuibile principalmente al segmento Refining & Marketing (+€315 milioni) per effetto del recupero dei margini (+6,40 \$/bl rispetto a 1,17 \$/bl del primo trimestre 2014) in un contesto in cui permangono tuttavia i fattori di debolezza strutturale dell'industria in particolare nell'area del Mediterraneo, e grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione. In miglioramento la performance operativa della Chimica (+€119 milioni) grazie all'incremento dei margini e dei volumi di intermedi, polietilene e stirenici, favoriti dalla temporanea carenza di offerta per alcune famiglie di prodotto, e delle azioni di efficienza e turnaround.

L'utile netto adjusted del primo trimestre 2015 di €96 milioni evidenzia un miglioramento di €335 milioni rispetto alla perdita netta di €239 milioni del primo trimestre 2014.

Ingegneria & Costruzioni

Nel primo trimestre 2015 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €160 milioni con un aumento di €32 milioni rispetto al primo trimestre 2014, pari al 25%, grazie alla piena operatività dei progetti di recente acquisizione. L'utile netto adjusted di €111 milioni registra un incremento di €16 milioni.

Stato patrimoniale riclassificato⁵

(€ milioni)

	31 dic. 2014	31 mar. 2015	Var. ass. vs 31 dic. 2014
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	71.962	78.509	6.547
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.738	157
Attività immateriali	3.645	3.653	8
Partecipazioni	5.130	5.734	604
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.861	2.116	255
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.971)	(1.592)	379
	82.208	90.158	7.950
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.555	7.590	35
Crediti commerciali	19.709	21.450	1.741
Debiti commerciali	(15.015)	(16.177)	(1.162)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.865)	(2.597)	(732)
Fondi per rischi e oneri	(15.898)	(16.459)	(561)
Altre attività (passività) d'esercizio	222	481	259
	(5.292)	(5.712)	(420)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.313)	(1.313)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	291	209	(82)
CAPITALE INVESTITO NETTO	75.894	83.342	7.448
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.754	65.772	6.018
Interessenze di terzi	2.455	2.430	(25)
Patrimonio netto	62.209	68.202	5.993
Indebitamento finanziario netto	13.685	15.140	1.455
COPERTURE	75.894	83.342	7.448
Leverage	0,22	0,22	

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2014 (cambio EUR/USD 1,076 al 31 marzo 2015, contro 1,214 al 31 dicembre 2014, -11,4%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 marzo 2015, un aumento del capitale investito netto di €5.751 milioni, del patrimonio netto di €5.294 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €457 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€90.158 milioni) è aumentato di €7.950 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici (€2.899 milioni) e dell'incremento della voce "Partecipazioni" per effetto dell'adeguamento dell'interest residuo in Snam e Galp ai prezzi di borsa, parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€2.675 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€5.712 milioni) è diminuito di €420 milioni per effetto dei maggiori debiti tributari e fondo imposte netto (-€732 milioni) dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo e all'anticipo al 15 dicembre del versamento delle accise sui carburanti e sul gas immessi al consumo nella seconda metà dello stesso mese di dicembre 2014, al netto dei pagamenti del periodo, nonché dell'incremento dei fondi rischi e oneri (-€561 milioni) per effetto cambio, parzialmente compensati dall'incremento del saldo crediti/debiti commerciali (+€579 milioni).

⁵ Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€209 milioni) riguardano principalmente il fair value delle reti di distribuzione di carburanti in Slovacchia e Repubblica Ceca e la relativa quota di capacità di raffinazione locale.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€68.202 milioni) è aumentato di €5.993 milioni rispetto al 31 dicembre 2014. Tale incremento riflette l'utile complessivo del trimestre (€5.997 milioni) dato dall'utile di conto economico di €618 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive dei bilanci in dollari delle consociate estere (€5.294 milioni) e dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€117 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato⁶

(€ milioni)

IV trim. 2014		I trimestre		
		2014	2015	Var. ass.
(2.664)	Utile netto	1.337	618	(719)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
4.585	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.112	2.305	193
11	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(328)	(323)
1.651	- dividendi, interessi e imposte	2.390	799	(1.591)
3.288	Variazione del capitale di esercizio	(1.734)	416	2.150
(1.485)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.949)	(1.506)	443
5.386	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.151	2.304	153
(3.633)	Investimenti tecnici	(2.545)	(2.899)	(354)
(124)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(60)	(61)	(1)
453	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	2.177	547	(1.630)
482	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(161)	(596)	(435)
2.564	Free cash flow	1.562	(705)	(2.267)
(510)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(17)	(172)	(155)
(833)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(56)	1.430	1.486
(124)	Flusso di cassa del capitale proprio	(195)		195
46	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(1)	103	104
1.143	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	1.293	656	(637)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2014		I trimestre		
		2014	2015	Var. ass.
2.564	Free cash flow	1.562	(705)	(2.267)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		18	18
(288)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(184)	(768)	(584)
(124)	Flusso di cassa del capitale proprio	(195)		195
2.152	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.164	(1.455)	(2.619)

Nel primo trimestre 2015 il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €2.304 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €547 milioni, relativi alla cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production, hanno finanziato buona parte degli investimenti tecnici (€2.899 milioni), determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €1.455 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 penalizzato anche da differenze cambio di €457 milioni. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato da un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (+€352 milioni rispetto al 31 dicembre 2014).

⁶ Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

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 31 marzo 2015 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 primo trimestre 2015.

Exploration & Production

IV trim. 2014	RISULTATI	(€ milioni)	I trimestre		
			2014	2015	Var. %
6.401	Ricavi della gestione caratteristica		7.434	5.212	(29,9)
1.473	Utile operativo		3.430	1.298	(62,2)
559	Esclusione special item:		20	(343)	
509	- svalutazioni di asset e altre attività				
(78)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)	(334)	
3	- oneri per incentivazione all'esodo		10	1	
(31)	- derivati su commodity		1	11	
(16)	- differenze e derivati su cambi		10	(17)	
172	- altro			(4)	
2.032	Utile operativo adjusted		3.450	955	(72,3)
(66)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(67)	(68)	
85	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		28	24	
(1.316)	Imposte sul reddito ^(a)		(2.098)	(793)	
64,2	Tax rate (%)		61,5	87,0	
735	Utile netto adjusted		1.313	118	(91,0)
	I risultati includono:				
2.884	- ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:		1.870	2.244	20,0
421	ammortamenti di ricerca esplorativa		357	281	(21,3)
288	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		278	216	(22,3)
133	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		79	65	(17,7)
3.124	Investimenti tecnici		2.111	2.601	23,2
	di cui:				
414	- ricerca esplorativa ^(b)		298	242	(18,8)
	Produzioni ^{(c) (d)}				
868	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	822	860	4,6
121	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	118	130	10,2
1.648	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.583	1.697	7,2
	Prezzi medi di realizzo				
66,44	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	99,40	48,26	(51,4)
234,98	Gas naturale	(\$/kmc)	264,09	180,44	(31,7)
53,45	Idrocarburi	(\$/boe)	71,49	38,28	(46,5)
	Prezzi medi dei principali marker di mercato				
76,27	Brent dated	(\$/bbl)	108,20	53,97	(50,1)
61,06	Brent dated	(€/bbl)	78,98	47,93	(39,3)
73,41	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	98,75	48,55	(50,8)
3,77	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	5,17	2,88	(44,3)

(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 primo trimestre 2015 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €955 milioni con una riduzione di €2.495 milioni rispetto al primo trimestre 2014, pari al 72,3%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-51,4% e -31,7%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-50,1%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti, solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta e dai minori costi per attività esplorativa.

Nel trimestre è stata rilevata una rettifica negativa per special item di €343 milioni relativi: (i) alle plusvalenze sulle cessioni di asset non strategici (€334 milioni), principalmente in Nigeria; (ii) alla

riclassifica nel risultato adjusted di €17 milioni di oneri relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria; (iii) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas di produzione (oneri di €11 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €118 milioni è diminuito di €1.195 milioni rispetto al primo trimestre 2014, pari al 91%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate (+25,5 punti percentuali) che riflette la maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità e dei costi non deducibili.

Andamento operativo

La produzione d'idrocarburi del primo trimestre 2015 è stata di 1,697 milioni di boe/giorno con un incremento del 7,2% rispetto al primo trimestre 2014. Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement e le operazioni di portafoglio, la produzione registra un incremento del 3,7% dovuto al contributo degli avvii del trimestre e delle produzioni in Libia, nonché dell'entrata a regime degli avvii 2014 in Angola, Congo, Egitto e Stati Uniti. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel trimestre di confronto).

La produzione di petrolio (860 mila barili/giorno) è aumentata di 38 mila barili/giorno rispetto al primo trimestre 2014 (+4,6%) con incrementi essenzialmente in Angola, Libia, Stati Uniti e Nigeria.

La produzione di gas naturale (130 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 12 milioni di metri cubi/giorno rispetto al trimestre 2014 (+10,2%). Gli start-up/ramp-up del periodo hanno più che compensato i declini delle produzioni mature.

Gas & Power

IV trim. 2014	RISULTATI	(€ milioni)	I trimestre		
			2014	2015	Var. %
18.182	Ricavi della gestione caratteristica		19.973	16.373	(18,0)
(114)	Utile operativo		611	186	(69,6)
(40)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(109)	31	
246	Esclusione special item:		(260)	77	
24	- svalutazioni		1		
(42)	- accantonamenti a fondo rischi				
7	- oneri per incentivazione all'esodo		1		
247	- derivati su commodity		(267)	8	
(19)	- differenze e derivati su cambi		5	69	
29	- altro				
92	Utile operativo adjusted		242	294	21,5
1	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		2	2	
12	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		32	3	
(71)	Imposte sul reddito ^(a)		(115)	(81)	
67,6	Tax rate (%)		41,7	27,1	
34	Utile netto adjusted		161	218	35,4
61	Investimenti tecnici		28	18	(35,7)
	Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
8,35	Italia		11,18	10,08	(9,8)
15,35	Vendite internazionali		15,58	15,54	(0,3)
13,11	- Resto d'Europa		13,32	13,42	0,8
1,40	- Mercati extra europei		1,59	1,34	(15,7)
0,84	- E&P in Europa e Golfo del Messico		0,67	0,78	16,4
23,70	Totale Vendite Gas Mondo		26,76	25,62	(4,3)
	di cui:				
22,06	- società consolidate		24,37	24,23	(0,6)
0,80	- società collegate		1,72	0,61	(64,5)
0,84	- E&P in Europa e Golfo del Messico		0,67	0,78	16,4
9,32	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	8,25	8,47	2,7

(a) Escludono gli special item.

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

Risultati

Nel primo trimestre 2015 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €294 milioni, in aumento di €52 milioni (+21,5%) rispetto al corrispondente periodo del 2014. Tale risultato riflette la migliorata competitività del business wholesale a seguito della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term e la buona performance del segmento retail per effetto della crescita in Francia e dei maggiori volumi commercializzati dovuti alle più rigide condizioni climatiche registrate nel trimestre rispetto ai mesi invernali del 2014. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla circostanza che il primo trimestre 2014 beneficiava di maggiori effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva di €77 milioni dovuta principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €8 milioni) nel trimestre nonché alla riclassifica nel risultato adjusted di €69 milioni di proventi relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity e delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria.

Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €218 milioni, in miglioramento di €57 milioni rispetto al primo trimestre 2014, per effetto della migliore performance operativa in parte compensata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2015 le **vendite di gas naturale** sono state di 25,62 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 4,3% rispetto al primo trimestre 2014. Le vendite in Italia sono diminuite del 9,8% a 10,08 miliardi di metri cubi a causa dei minori volumi spot e nel segmento termoelettrico, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento registrato nel segmento retail grazie a un effetto climatico più favorevole. Sostanzialmente stabili le vendite nei mercati europei a 12,29 miliardi di metri cubi grazie ai maggiori volumi spot e al buon andamento del segmento retail in Francia, i cui effetti sono stati compensati dal disinvestimento della joint venture GVS in Germania e dalle minori vendite ai clienti large. In calo le vendite sui mercati extra-europei (1,34 miliardi di metri cubi; -15,7%) per effetto dei minori volumi commercializzati nel Far East.

Le **vendite di energia elettrica** di 8,47 TWh nel primo trimestre 2015 sono in aumento del 2,7% rispetto al corrispondente periodo del 2014 per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati sui mercati spot.

Refining & Marketing e Chimica

IV trim. 2014	RISULTATI	(€ milioni)	I trimestre		Var. %
			2014	2015	
6.680	Ricavi della gestione caratteristica		7.016	5.356	(23,7)
(1.686)	Utile operativo		(487)	99	..
1.484	Esclusione (utile) perdita di magazzino		103	(133)	
347	Esclusione special item:		71	155	
85	- oneri ambientali		8	20	
161	- svalutazioni		52	27	
43	- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)	
(13)	- oneri per incentivazione all'esodo		1	4	
43	- derivati su commodity		2	90	
11	- differenze e derivati su cambi			14	
17	- altro		8	1	
145	Utile operativo adjusted		(313)	121	..
211	- Refining & Marketing		(223)	92	
(66)	- Chimica		(90)	29	
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(2)	(1)	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		34	35	
(40)	Imposte sul reddito ^(a)		42	(59)	
28,6	Tax rate (%)		..	38,1	
100	Utile netto adjusted		(239)	96	..
279	Investimenti tecnici		169	103	(39,1)
	Margine di raffinazione				
4,97	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	1,17	7,57	547,0
	LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,45	Lavorazioni complessive in Italia		4,96	5,78	16,5
6,63	Lavorazioni in conto proprio		5,88	6,91	17,5
5,30	- Italia		4,77	5,68	19,1
1,33	- Resto d'Europa		1,11	1,23	10,8
2,26	Vendite Rete Europa		2,16	2,04	(5,6)
1,51	- Italia		1,45	1,35	(6,9)
0,75	- Resto d'Europa		0,71	0,69	(2,8)
3,17	Vendite extrarete Europa		2,69	2,79	3,7
1,98	- Italia		1,68	1,71	1,8
1,19	- Resto d'Europa		1,01	1,08	6,9
0,11	Vendite extrarete mercati extra europei		0,10	0,10	
1.297	Produzioni prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	1.441	1.430	(0,8)
1.195	Vendite prodotti petrolchimici	(€ milioni)	1.402	1.095	(21,9)

(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 primo trimestre 2015 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €121 milioni con un miglioramento di €434 milioni rispetto al primo trimestre del 2014 (perdita operativa adjusted di €313 milioni). Il miglioramento è attribuibile essenzialmente alla Refining & Marketing (€92 milioni l'utile operativo adjusted del trimestre che si confronta con la perdita operativa adjusted di €223 milioni del trimestre 2014) il cui risultato riflette il recupero del margine di raffinazione, sestuplicato rispetto ai valori depressi del trimestre di confronto grazie anche al calo delle quotazioni del greggio, nonché le iniziative di efficienza.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €29 milioni con un aumento di €119 milioni rispetto alla perdita operativa di €90 milioni del primo trimestre 2014, beneficiando dell'incremento dei margini su

intermedi, polietilene e stirenici, favoriti dalla temporanea carenza di offerta per alcune famiglie di prodotto, e alle azioni di efficienza e turnaround.

All'utile operativo adjusted del trimestre ha contribuito una rettifica positiva per gli special item di €155 milioni riferita alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €90 milioni) privi dei requisiti per essere trattati in hedge accounting, alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset privi di redditività (€27 milioni), nonché alla riclassifica nel risultato adjusted di €14 milioni relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity e delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria.

L'**utile netto adjusted** del primo trimestre 2015 di €96 milioni evidenzia una crescita di €335 milioni rispetto alla perdita netta di €239 milioni del primo trimestre 2014 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati** in conto proprio nel primo trimestre 2015 sono state di 6,91 milioni di tonnellate, in aumento del 17,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014. In sostanziale crescita le lavorazioni del trimestre in Italia (+19,1%) per effetto dello scenario favorevole e per il minore impatto delle fermate su Milazzo e Sannazzaro. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla fermata totale della raffineria di Gela. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate del 10,8% nel trimestre prevalentemente per effetto dei maggiori margini.

Le **vendite rete in Italia** di 1,35 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2015 sono diminuite di circa 10 mila tonnellate, pari al 6,9% per effetto della forte pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,2% in diminuzione di 1,7 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (25,9%).

Le **vendite extrarete in Italia** di 1,71 milioni di tonnellate sono rimaste sostanzialmente stabili rispetto al primo trimestre 2014 per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel e bunkeraggi quasi interamente compensati dalle minori vendite di gasolio per riscaldamento a causa dello sfavorevole effetto climatico. La quota di mercato extrarete media nel primo trimestre si attesta al 25,1% (27,3% nel trimestre 2014).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 0,69 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2015 sono in calo del 2,8%, principalmente in Repubblica Ceca, Slovacchia e Francia. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Germania, Austria e Svizzera.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 1,08 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2015 sono in lieve crescita rispetto al periodo di confronto. Le maggiori vendite nella Penisola Iberica, Francia e Germania sono state solo parzialmente bilanciate dai cali registrati in Slovenia e Svizzera.

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1.430 milioni di tonnellate sono rimaste sostanzialmente stabili (-0,8%).

Conto economico

(€milioni)

IV trim. 2014		I trimestre		
		2014	2015	Var. %
26.691	Ricavi della gestione caratteristica	29.203	23.786	(18,5)
662	Altri ricavi e proventi	160	563	..
(23.824)	Costi operativi	(23.674)	(20.101)	15,1
(208)	Altri proventi e oneri operativi	248	(22)	..
(3.884)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.291)	(2.675)	(16,8)
(563)	Utile operativo	3.646	1.551	(57,5)
(254)	Proventi (oneri) finanziari netti	(236)	(513)	..
(245)	Proventi netti su partecipazioni	213	297	39,4
(1.062)	Utile prima delle imposte	3.623	1.335	(63,2)
(1.602)	Imposte sul reddito	(2.286)	(717)	68,6
..	Tax rate (%)	63,1	53,7	
(2.664)	Utile netto	1.337	618	(53,8)
	di competenza:			
(2.384)	- Azionisti Eni	1.303	704	(46,0)
(280)	- Interessenze di terzi	34	(86)	..
(2.384)	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.303	704	(46,0)
864	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	6	87	
1.984	Esclusione special item	(118)	(143)	
464	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	1.191	648	(45,6)

(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 del business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

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

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

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

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

Primo trimestre 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	1.298	186	99	162	(93)	(101)	1.551
Esclusione (utile) perdita di magazzino		31	(133)			227	125
Esclusione special item:							
oneri ambientali			20				20
svalutazioni			27		1		28
plusvalenze nette su cessione di asset	(334)		(1)				(335)
oneri per incentivazione all'esodo	1		4	1			6
derivati su commodity	11	8	90	(3)			106
differenze e derivati su cambi	(17)	69	14				66
altro	(4)		1		3		
Special item dell'utile operativo	(343)	77	155	(2)	4		(109)
Utile operativo adjusted	955	294	121	160	(89)	126	1.567
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(68)	2	(1)	(2)	(116)		(185)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	24	3	35	7	230		299
Imposte sul reddito ^(a)	(793)	(81)	(59)	(54)	43	(33)	(977)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>87,0</i>	<i>27,1</i>	<i>38,1</i>	<i>32,7</i>			<i>58,1</i>
Utile netto adjusted	118	218	96	111	68	93	704
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							56
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							648
Utile netto di competenza azionisti Eni							704
Esclusione (utile) perdita di magazzino							87
Esclusione special item							(143)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							648

^(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo trimestre 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.430	611	(487)	127	(132)	97	3.646
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(109)	103			13	7
Esclusione special item:							
oneri ambientali			8				8
svalutazioni		1	52		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	(267)	2	1			(263)
differenze e derivati su cambi	10	5					15
altro			8		5		13
Special item dell'utile operativo	20	(260)	71	1	6		(162)
Utile operativo adjusted	3.450	242	(313)	128	(126)	110	3.491
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(67)	2	(2)	(1)	(153)		(221)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	28	32	34	8	94		196
Imposte sul reddito ^(a)	(2.098)	(115)	42	(40)	10	(34)	(2.235)
<i>Tax rate (%)</i>	61,5	41,7	..	29,6			64,5
Utile netto adjusted	1.313	161	(239)	95	(175)	76	1.231
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							40
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.191
Utile netto di competenza azionisti Eni							1.303
Esclusione (utile) perdita di magazzino							6
Esclusione special item							(118)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.191

^(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	1.473	(114)	(1.686)	(423)	(134)	321	(563)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(40)	1.484			(189)	1.255
Esclusione special item:							
oneri ambientali			85		36		121
svalutazioni	509	24	161	420	5		1.119
plusvalenze nette su cessione di asset	(78)		43	1	4		(30)
accantonamenti a fondo rischi		(42)		25	5		(12)
oneri per incentivazione all'esodo	3	7	(13)	3	(28)		(28)
derivati su commodity	(31)	247	43	5			264
differenze e derivati su cambi	(16)	(19)	11				(24)
altro	172	29	17		3		221
Special item dell'utile operativo	559	246	347	454	25		1.631
Utile operativo adjusted	2.032	92	145	31	(109)	132	2.323
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(66)	1	(3)	(2)	(153)		(223)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	85	12	(2)	(6)	(376)		(287)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.316)	(71)	(40)	(28)	127	(46)	(1.374)
<i>Tax rate (%)</i>	64,2	67,6	28,6	..			75,8
Utile netto adjusted	735	34	100	(5)	(511)	86	439
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							(25)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							464
Utile netto di competenza azionisti Eni							(2.384)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							864
Esclusione special item							1.984
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							464

^(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim.		I trimestre	
2014		2014	2015
121	Oneri ambientali	8	20
1.119	Svalutazioni	55	28
(30)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(1)	(335)
(12)	Accantonamenti a fondo rischi	4	
(28)	Oneri per incentivazione all'esodo	7	6
264	Derivati su commodity	(263)	106
(24)	Differenze e derivati su cambi	15	66
221	Altro	13	
1.631	Special item dell'utile operativo	(162)	(109)
31	Oneri (proventi) finanziari	15	328
	<i>di cui:</i>		
24	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(15)	(66)
(42)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(17)	2
	<i>di cui:</i>		
(63)	- plusvalenze da cessione	(2)	2
	Galp	(2)	
(54)	South Stream		
(11)	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		
619	Imposte sul reddito	52	(222)
	<i>di cui:</i>		
954	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		
36	- adeguamento fiscalità differita su PSA		
(42)	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	10	(133)
(329)	- fiscalità su special item	42	(89)
2.239	Totale special item dell'utile netto	(112)	(1)
	<i>di competenza:</i>		
255	- interessenze di terzi	6	142
1.984	- azionisti Eni	(118)	(143)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim.		I trimestre		
2014		2014	2015	Var. %
6.401	Exploration & Production	7.434	5.212	(29,9)
18.182	Gas & Power	19.973	16.373	(18,0)
6.680	Refining & Marketing e Chimica	7.016	5.356	(23,7)
5.593	- Refining & Marketing	5.821	4.371	(24,9)
1.195	- Chimica	1.402	1.095	(21,9)
(108)	- Elisioni	(207)	(110)	
3.398	Ingegneria & Costruzioni	2.891	3.020	4,5
420	Corporate e altre attività	338	353	4,4
78	Effetto eliminazione utili interni	(13)	(28)	
(8.468)	Elisioni di consolidamento	(8.436)	(6.500)	
26.691		29.203	23.786	(18,5)

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim.		I trimestre		
2014		2014	2015	Var. %
22.500	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	22.333	18.682	(16,3)
111	<i>di cui: altri special item</i>	12	20	
1.324	Costo lavoro	1.341	1.419	5,8
(28)	<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	7	6	
23.824		23.674	20.101	(15,1)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim.		I trimestre		
2014		2014	2015	Var. %
2.377	Exploration & Production	1.870	2.244	20,0
88	Gas & Power	84	89	6,0
101	Refining & Marketing e Chimica	96	110	14,6
76	<i>- Refining & Marketing</i>	73	85	16,4
25	<i>- Chimica</i>	23	25	8,7
188	Ingegneria & Costruzioni	176	192	9,1
20	Corporate e altre attività	16	18	12,5
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(6)	(6)	
2.767	Ammortamenti	2.236	2.647	18,4
1.117	Svalutazioni	55	28	(49,1)
3.884		2.291	2.675	16,8

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo trimestre 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	17	3	(3)	7		24
Dividendi	4		38			42
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		(47)	32	13		(2)
Altri proventi (oneri) netti	3				230	233
	24	(44)	67	20	230	297

Imposte sul reddito

(€milioni)

IV trim. 2014		I trimestre		
		2014	2015	Var. ass.
	Utile ante imposte			
(1.919)	Italia	454	(130)	(584)
857	Estero	3.169	1.465	(1.704)
(1.062)		3.623	1.335	(2.288)
	Imposte sul reddito			
508	Italia	244	5	(239)
1.094	Estero	2.042	712	(1.330)
1.602		2.286	717	(1.569)
	Tax rate (%)			
..	Italia	53,7
..	Estero	64,4	48,6	(15,8)
..		63,1	53,7	(9,4)

Utile netto adjusted

(€milioni)

IV trim. 2014		I Trimestre		
		2014	2015	Var. %
735	Exploration & Production	1.313	118	(91,0)
34	Gas & Power	161	218	35,4
100	Refining & Marketing e Chimica	(239)	96	..
158	- Refining & Marketing	(163)	71	
(58)	- Chimica	(76)	25	
(5)	Ingegneria & Costruzioni	95	111	16,8
(511)	Corporate e altre attività	(175)	68	..
86	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	76	93	
439		1.231	704	(42,8)
	di competenza:			
464	- azionisti Eni	1.191	648	(45,6)
(25)	- interessenze di terzi	40	56	40,0

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

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)			
	31 dic. 2014	31 mar. 2015	Var. ass. vs 31 dic. 2014
Debiti finanziari e obbligazionari	25.891	28.161	2.270
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.575	10.393	3.818
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.316	17.768	(1.548)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.614)	(7.270)	(656)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.052)	(15)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(555)	(699)	(144)
Indebitamento finanziario netto	13.685	15.140	1.455
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.209	68.202	5.993
Leverage	0,22	0,22	

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 31 marzo 2015

(€ milioni)		Ammontare al 31 marzo 2015 ^(a)
Società emittente		
Eni SpA		5.805
Eni Finance International SA		236
		6.041

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo trimestre 2015 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 marzo 2015 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	994	2026	fisso	1,50
			994			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2014	31 mar. 2015
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.614	7.270
Attività finanziarie destinate al trading	5.024	5.041
Attività finanziarie disponibili per la vendita	257	261
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	31.325
Rimanenze	7.555	7.590
Attività per imposte sul reddito correnti	762	857
Attività per altre imposte correnti	1.209	1.186
Altre attività correnti	4.385	3.592
	54.407	57.122
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	71.962	78.509
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.738
Attività immateriali	3.645	3.653
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.115	3.465
Altre partecipazioni	2.015	2.269
Altre attività finanziarie	1.022	1.119
Attività per imposte anticipate	5.231	5.585
Altre attività non correnti	2.773	2.812
	91.344	99.150
Attività destinate alla vendita	456	345
TOTALE ATTIVITÀ	146.207	156.617
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.716	3.769
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.859	6.624
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	24.649
Passività per imposte sul reddito correnti	534	560
Passività per altre imposte correnti	1.873	2.583
Altre passività correnti	4.489	3.747
	37.174	41.932
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.316	17.768
Fondi per rischi e oneri	15.898	16.459
Fondi per benefici ai dipendenti	1.313	1.313
Passività per imposte differite	7.847	8.332
Altre passività non correnti	2.285	2.475
	46.659	46.347
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	165	136
TOTALE PASSIVITÀ	83.998	88.415
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	2.455	2.430
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)	(195)
Altre riserve	57.343	61.839
Azioni proprie	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(2.020)	
Utile netto	1.291	704
Totale patrimonio netto di Eni	59.754	65.772
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.209	68.202
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	146.207	156.617

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2014		I Trimestre	
		2014	2015
27.353	RICAVI	29.363	24.349
26.691	Ricavi della gestione caratteristica	29.203	23.786
662	Altri ricavi e proventi	160	563
	Totale ricavi	29.363	24.349
	COSTI OPERATIVI		
22.500	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	22.333	18.682
1.324	Costo lavoro	1.341	1.419
(208)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	248	(22)
3.884	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	2.291	2.675
(563)	UTILE OPERATIVO	3.646	1.551
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
343	Proventi finanziari	1.553	5.189
(773)	Oneri finanziari	(1.744)	(5.187)
2	Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	16
174	Strumenti finanziari derivati	(49)	(531)
(254)		(236)	(513)
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(22)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	66	24
(223)	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	147	273
(245)		213	297
(1.062)	UTILE ANTE IMPOSTE	3.623	1.335
(1.602)	Imposte sul reddito	(2.286)	(717)
(2.664)	Utile netto	1.337	618
	di competenza:		
(2.384)	- azionisti Eni	1.303	704
(280)	- interessenze di terzi	34	(86)
	Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
(0,66)	- semplice	0,36	0,20
(0,66)	- diluito	0,36	0,20

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I Trimestre	
	2014	2015
Utile netto del periodo	1.337	618
Componente riclassificabili a conto economico	208	5.379
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	18	5.294
<i>Valutazione al fair value di partecipazioni disponibili alla vendita</i>	14	
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	249	117
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	3	1
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(76)	(33)
Totale altre componenti dell'utile complessivo	208	5.379
Totale utile complessivo	1.545	5.997
di competenza:		
- azionisti Eni	1.510	6.021
- interessenze di terzi	35	(24)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2014		62.209
Totale utile complessivo	5.997	
Altre variazioni	(4)	
Totale variazioni		5.993
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Marzo 2015		68.202
di competenza:		
- azionisti Eni		65.772
- interessenze di terzi		2.430

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2014		I Trimestre	
		2014	2015
(2.664)	Utile netto	1.337	618
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.767	Ammortamenti	2.236	2.647
1.117	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	55	28
22	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(66)	(24)
11	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(328)
(95)	Dividendi	(36)	(42)
(51)	Interessi attivi	(31)	(50)
195	Interessi passivi	171	174
1.602	Imposte sul reddito	2.286	717
679	Altre variazioni	(111)	(328)
	Variazioni del capitale di esercizio:		
2.045	- rimanenze	502	181
(943)	- crediti commerciali	(1.359)	(912)
1.192	- debiti commerciali	(733)	452
(321)	- fondi per rischi e oneri	90	(377)
1.315	- altre attività e passività	(234)	1.072
3.288	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(1.734)	416
	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(2)	(18)
172	Dividendi incassati	107	26
34	Interessi incassati	17	31
(244)	Interessi pagati	(193)	(293)
(1.447)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.880)	(1.270)
5.386	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.151	2.304
	Investimenti:		
(3.164)	- attività materiali	(2.210)	(2.641)
(469)	- attività immateriali	(335)	(258)
	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(15)	
(124)	- partecipazioni	(45)	(61)
(164)	- titoli	(64)	(37)
(591)	- crediti finanziari	(484)	(378)
382	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(114)	(556)
(4.130)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.267)	(3.931)
	Disinvestimenti:		
88	- attività materiali		382
8	- attività immateriali		17
	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		34
357	- partecipazioni	2.177	114
8	- titoli	35	10
233	- crediti finanziari	468	186
104	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(19)	7
798	Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.661	750
(3.332)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(606)	(3.181)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€milioni)

IV trim. 2014		I Trimestre	
		2014	2015
388	Assunzione di debiti finanziari non correnti	991	4.181
(905)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.416)	(3.617)
(316)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	369	866
(833)		(56)	1.430
(35)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		
(1)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(44)	
(88)	Acquisto di azioni proprie	(151)	
(957)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(251)	1.430
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(3)
46	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	106
1.143	Flusso di cassa netto del periodo	1.293	656
5.471	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	5.431	6.614
6.614	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.724	7.270

(*) 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:

IV trim. 2014		I Trimestre	
		2014	2015
	Investimenti finanziari:		
(154)	- titoli	(28)	(32)
(429)	- crediti finanziari	(67)	(191)
(583)		(95)	(223)
	Disinvestimenti finanziari:		
2	- titoli	27	3
71	- crediti finanziari	51	48
73		78	51
(510)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(17)	(172)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2014	I Trimestre	
	2014	2015
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
Attività correnti		60
Attività non correnti		32
Disponibilità finanziarie nette		(19)
Passività correnti e non correnti		(43)
Effetto netto degli investimenti		30
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(15)
Totale prezzo di acquisto		15
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti		
Flusso di cassa degli investimenti		15
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
5	Attività correnti	7
2	Attività non correnti	19
	Indebitamento finanziario netto	(17)
(2)	Passività correnti e non correnti	(8)
5	Effetto netto dei disinvestimenti	1
(5)	Plusvalenza/misvalenza per disinvestimenti	34
	Totale prezzo di vendita	35
	a dedurre:	
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)
	Flusso di cassa dei disinvestimenti	34

Investimenti tecnici

(€ milioni)

IV trim. 2014		I Trimestre		
		2014	2015	Var. %
3.124	Exploration & Production	2.111	2.601	23,2
414	- <i>ricerca esplorativa</i>	298	242	(18,8)
2.672	- <i>sviluppo</i>	1.784	2.346	31,5
38	- <i>altro</i>	29	13	(55,2)
61	Gas & Power	28	18	(35,7)
279	Refining & Marketing e Chimica	169	103	(39,1)
196	- <i>Refining & Marketing</i>	111	73	(34,2)
83	- <i>Chimica</i>	58	30	(48,3)
219	Ingegneria & Costruzioni	204	150	(26,5)
39	Corporate e altre attività	25	7	(72,0)
(89)	Elisioni di consolidamento	8	20	
3.633		2.545	2.899	13,9

Nel primo trimestre 2015 gli investimenti tecnici di €2.899 milioni (€2.545 milioni nel primo trimestre 2014) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Angola, Norvegia, Congo, Italia, Indonesia, Kazakistan, Stati Uniti e Libia e attività esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare per attività di ricerca in Cipro, Libia, Indonesia, Regno Unito, Stati Uniti, Congo, Italia ed Egitto;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€150 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€60 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€13 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€9 milioni).

Dettaglio investimenti settore Exploration & Production per area geografica

(€ milioni)

IV trim. 2014		I Trimestre		
		2014	2015	Var. %
242	Italia	206	198	(3,9)
559	Resto d'Europa	370	451	21,9
364	Africa Settentrionale	186	389	..
1.195	Africa Sub-Sahariana	769	780	1,4
169	Kazakhstan	113	177	56,6
310	Resto dell'Asia	194	400	..
226	America	250	191	(23,6)
59	Australia e Oceania	23	15	(34,8)
3.124		2.111	2.601	23,2

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2014			I Trimestre	
			2014	2015
1.648	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.583	1.697
182	Italia		182	165
196	Resto d'Europa		192	186
590	Africa Settentrionale		542	638
339	Africa Sub-Sahariana		324	342
85	Kazakhstan		102	100
97	Resto dell'Asia		96	109
131	America		117	128
28	Australia e Oceania		28	29
143,3	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	134,7	144,5

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2014			I Trimestre	
			2014	2015
868	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	822	860
76	Italia		75	66
93	Resto d'Europa		97	89
266	Africa Settentrionale		246	248
247	Africa Sub-Sahariana		232	256
49	Kazakhstan		59	57
42	Resto dell'Asia		29	50
90	America		77	87
5	Australia e Oceania		7	7

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2014			I Trimestre	
			2014	2015
121	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	118	130
16	Italia		17	16
16	Resto d'Europa		15	15
50	Africa Settentrionale		46	61
14	Africa Sub-Sahariana		14	13
6	Kazakhstan		7	7
9	Resto dell'Asia		10	9
6	America		6	6
4	Australia e Oceania		3	3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,3 e 11,4 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2015 e 2014, rispettivamente, e 11,6 nel quarto trimestre 2014).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

IV trim.		I trimestre		
2014		2014	2015	Var. %
8,35	ITALIA	11,18	10,08	(9,8)
1,14	- Grossisti	1,43	1,72	20,3
2,33	- PSV e borsa	3,79	2,30	(39,3)
1,36	- Industriali	1,20	1,36	13,3
0,40	- PMI e terziario	0,62	0,55	(11,3)
0,30	- Termoelettrici	0,45	0,26	(42,2)
1,39	- Residenziali	2,21	2,35	6,3
1,43	- Autoconsumi	1,48	1,54	4,1
15,35	VENDITE INTERNAZIONALI	15,58	15,54	(0,3)
13,11	Resto d'Europa	13,32	13,42	0,8
1,25	- Importatori in Italia	1,19	1,13	(5,0)
11,86	- Mercati europei	12,13	12,29	1,3
1,32	<i>Penisola Iberica</i>	1,52	1,14	(25,0)
1,95	<i>Germania/Austria</i>	2,15	1,61	(25,1)
3,03	<i>Benelux</i>	2,33	2,84	21,9
0,54	<i>Ungheria</i>	0,68	0,72	5,9
0,65	<i>Regno Unito</i>	0,89	0,72	(19,1)
1,94	<i>Turchia</i>	1,99	2,07	4,0
2,27	<i>Francia</i>	2,38	2,53	6,3
0,16	<i>altro</i>	0,19	0,66	..
1,40	Mercati extra europei	1,59	1,34	(15,7)
0,84	E&P in Europa e Golfo del Messico	0,67	0,78	16,4
23,70	TOTALE VENDITE GAS MONDO	26,76	25,62	(4,3)

Chimica

IV trim. 2014		I Trimestre	
		2014	2015
	Vendite		
528	Intermedi	627	438
628	Polimeri	737	649
39	Altri ricavi	38	8
1.195		1.402	1.095
	Produzioni		
726	Intermedi	832	822
571	Polimeri	609	608
1.297		1.441	1.430

(€ milioni)

(migliaia di tonnellate)

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2014	Ordini acquisiti	I Trimestre	
		2014	2015
749	Engineering & Construction Offshore	2.711	2.122
1.872	Engineering & Construction Onshore	973	256
178	Perforazioni mare	81	9
184	Perforazioni terra	135	12
2.983		3.900	2.399

(€ milioni)

	31 dic. 2014	31 mar. 2015
Portafoglio ordini	22.147	21.526