



San Donato Milanese (Mi)
29 ottobre 2015

Sede Legale in Roma
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
eni.com

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2015

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2015¹ (non sottoposti a revisione contabile)

Highlight III trimestre e outlook 2015

- Cessione quota Saipem: raggiunti gli accordi per la vendita del 12,5% a FSI; al closing, previsto nel primo trimestre 2016, deconsolidamento di Saipem e rimborso finanziamenti netti Eni per €6,1 miliardi. Leverage pro-forma al 30 settembre in riduzione di 8 punti percentuali
- Nuovi successi esplorativi: scoperte risorse per oltre 1,2 miliardi di boe, con costo unitario di 0,6 \$/boe rispetto al target di 500 milioni di boe a oltre 2 \$/boe atteso nel 2015. Scoperta giant di Zohr nel Mediterraneo
- Robusta crescita produttiva: +8,1% nel trimestre a 1,703 mln boe/g (+8,7% nei nove mesi). Escluso l'effetto prezzo nei PSA +4,3% (+4,9% nei nove mesi). Rivista al rialzo la previsione di crescita annua a circa il 9% (da oltre il 7%)
- Solida performance R&M e Chimica: grazie al piano di ristrutturazione e di un favorevole contesto di mercato, migliore EBIT² adjusted dal terzo trimestre 2006. FCF³ positivo già nel 2015, in anticipo di due anni rispetto ai piani aziendali
- G&P in miglioramento: guidance migliorata con EBIT adjusted sostanzialmente a break-even nel 2015, nonostante il posticipo della conclusione degli arbitrati in corso
- Ulteriore riduzione costi: incrementata al 17% dal 14% la riduzione dei capex⁴; costo operativo per barile in calo del 12% a 7,3 \$/barile (vs. precedente guidance di -7%)
- Autofinanziamento capex: esclusa Saipem, copertura organica degli investimenti dell'anno con il Brent a 55 \$/barile
- Nuovi ingressi: upstream del Messico con l'operatorship di tre giacimenti offshore

Risultati

- Cash flow operativo⁵: €1,71 miliardi nel trimestre (€7,39 miliardi nei nove mesi)
- Utile operativo adjusted esclusa Saipem: €0,6 miliardi nel trimestre (-79%); €3,51 miliardi nei nove mesi (-60%)
- Utile netto adjusted esclusa Saipem: -€0,29 miliardi nel trimestre; €0,76 miliardi nei nove mesi (-76%)
- Perdita netta: -€0,95 miliardi nel trimestre; -€0,36 miliardi nei nove mesi
- Indebitamento finanziario netto a €18,41 miliardi a fine settembre; leverage a 0,30 (0,22 al 31 dicembre 2014)

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

[2] Utile operativo.

[3] Free cash flow: flusso di cassa netto da attività operativa, dedotti gli investimenti.

[4] Investimenti tecnici e in partecipazioni; previsione normalizzata per considerare l'effetto cambio e altre variazioni.

[5] Flusso di cassa netto da attività operativa.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

“La cessione di una quota della nostra partecipazione in Saipem ed il deconsolidamento della società è un importante passo nell’implementazione della strategia di trasformazione di Eni. Il nostro obiettivo è aumentare la flessibilità finanziaria per liberare risorse da investire nel core business. Allo stesso tempo manteniamo una partecipazione significativa e supporteremo Saipem anche con la partecipazione all’aumento di capitale nel processo di rafforzamento finanziario e operativo. In questo trimestre, pur in un contesto debole di prezzi del petrolio Eni continua a registrare risultati importanti sia in termini di crescita upstream che di ristrutturazione dei business mid-downtstream. Nell’E&P la produzione è ancora in forte crescita e per la seconda volta nell’anno rivediamo al rialzo le nostre previsioni, pressoché raddoppiando l’obiettivo originario. Nei nove mesi, inoltre, abbiamo scoperto 1,2 miliardi di barili di nuove risorse, oltre il doppio rispetto all’obiettivo di piano, pur riducendo i nostri costi esplorativi. La ristrutturazione e gli interventi di efficientamento che abbiamo condotto in ambito R&M e Chimica, uniti a uno scenario favorevole, hanno portato questi business a conseguire un’eccellente performance e una generazione di cassa positiva nel corso del 2015. Anche per G&P la guidance è migliorata. Tutte queste azioni, unite a un ulteriore intervento di ottimizzazione degli investimenti nel corso dell’anno e al miglioramento della nostra struttura dei costi operativi, ci consentiranno di ottenere, escludendo Saipem, la copertura organica degli investimenti già nel 2015, con uno scenario di 55\$ al barile.”

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var.% III trim. 15 vs 14	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Nove mesi		
						2014	2015	Var. %
3.032	762	752	(75,2)	Utile operativo adjusted ^(b)		9.251	3.081	(66,7)
2.877	1.502	604	(79,0)	Utile operativo adjusted senza Saipem		8.803	3.513	(60,1)
1.169	139	(257)	..	Utile netto adjusted		3.243	530	(83,7)
0,32	0,04	(0,07)	..	- per azione (€) ^(c)		0,90	0,15	..
0,85	0,09	(0,16)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		2,44	0,33	..
1.127	448	(289)	..	Utile netto adjusted senza Saipem		3.108	759	(75,6)
1.714	(113)	(952)	..	Utile netto		3.675	(361)	..
0,48	(0,04)	(0,26)	..	- per azione (€) ^(c)		1,02	(0,10)	..
1,27	(0,09)	(0,58)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		2,76	(0,22)	..
3.984	3.374	1.710	(57,1)	Flusso di cassa netto da attività operativa		9.724	7.388	(24,0)

(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” della Relazione finanziaria semestrale 2015 e della Relazione finanziaria annuale 2014. L’utile operativo adjusted e l’utile netto adjusted sono misure di risultato non-GAAP.

(c) Interamente diluito. L’ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo adjusted

Nel terzo trimestre 2015 Eni ha conseguito l’utile operativo adjusted di €0,6 miliardi, escluso il risultato Saipem di €0,15 miliardi, in calo del 79% rispetto al terzo trimestre 2014 a causa della flessione della E&P [-€2,3 miliardi, pari al 76%] determinata dal crollo del prezzo del petrolio [-51%], il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dal deprezzamento dell’euro rispetto al dollaro [-16%]. Il settore G&P ha registrato un peggioramento di €0,29 miliardi dovuto principalmente al recupero del gas prepagato in precedenti esercizi a prezzi superiori a quelli correnti e all’effetto scenario negativo relativo ad alcune vendite al settore large.

Le performance di R&M e della Chimica hanno registrato un sensibile miglioramento [+€0,32 miliardi] grazie alla ripresa dei margini e dei volumi per lo scenario più favorevole che unita alle azioni di efficienza e di ottimizzazione degli assetti industriali hanno consolidato la profittabilità dei due business.

Su base consolidata l’utile operativo adjusted del trimestre è stato di €0,75 miliardi con una flessione di €2,3 miliardi [-75%].

Nei nove mesi 2015 l’utile operativo adjusted esclusa Saipem è stato di €3,51 miliardi con una diminuzione del 60% (pari a €5,3 miliardi) determinata dall’effetto scenario per €6,1 miliardi parzialmente compensata dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €0,8 miliardi. Su base consolidata l’utile operativo adjusted è stato di €3,1 miliardi, con una flessione di €6,2 miliardi [-67%] che sconta la peggiorata performance di Saipem a causa delle perdite straordinarie del secondo trimestre.

Utile netto adjusted

Nel terzo trimestre 2015 Eni ha registrato la perdita netta adjusted esclusa Saipem di €0,29 miliardi, con un peggioramento di €1,42 miliardi rispetto all’utile netto adjusted del terzo trimestre 2014 [€1,13 miliardi]. Il peggioramento riflette il calo dell’utile operativo e il maggior tax rate che raggiunge il 143% per effetto dell’incremento registrato in E&P essenzialmente a causa del debole scenario che concentra gli utili ante imposte nei paesi a maggiore fiscalità e determina una maggiore incidenza percentuale dei costi fiscalmente non valorizzati, fra i quali la ricerca di successo di progetti non ancora sanzionati. Su base consolidata la perdita netta adjusted del trimestre è stata di €0,26 miliardi rispetto a un utile netto adjusted di €1,17 miliardi del trimestre 2014.

Nei nove mesi l'utile netto adjusted di €0,76 miliardi esclusa Saipem è diminuito del 76% rispetto al 2014. Su base consolidata l'utile netto adjusted è stato di €0,53 miliardi con una flessione dell'83,7% e un tax rate in aumento di circa 30 punti percentuali dovuto in aggiunta ai fattori del trimestre anche alla mancata valorizzazione fiscale della perdita Saipem.

Cash flow operativo

Nei nove mesi 2015 il flusso di cassa netto dell'attività operativa di €7,39 miliardi e gli incassi da dismissioni (€0,91 miliardi), relativi alla cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production, hanno finanziato in buona parte gli investimenti tecnici (€8,65 miliardi). La remunerazione degli azionisti Eni è stata di €3,43 miliardi relativi al saldo dividendo 2014 e all'acconto dividendo 2015. Al 30 settembre 2015 l'indebitamento finanziario netto ammonta a €18,41 miliardi con un incremento di €4,73 miliardi rispetto al 31 dicembre 2014.

Rispetto alla situazione al 30 giugno 2015, l'indebitamento finanziario netto è aumentato di €1,94 miliardi per effetto del pagamento dell'acconto dividendo 2015 di Eni (€1,42 miliardi) e degli investimenti di periodo (€2,42 miliardi), parzialmente compensati dal flusso di cassa netto da attività operativa (€1,71 miliardi), che sconta i minori crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile rispetto a quanto fatto al 30 giugno 2015 (-€0,21 miliardi).

Il leverage⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è aumentato a 0,30 al 30 settembre 2015 rispetto a 0,22 al 31 dicembre 2014, a causa dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto, attenuato dall'incremento del total equity dovuto all'effetto positivo (+€3,33 miliardi) delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (cambio dollaro/euro +7,7% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2014 e al 30 settembre 2015).

Sviluppi di business

Scoperta a gas di rilevanza mondiale in Egitto presso il prospetto esplorativo Zohr nelle acque profonde del Mar Mediterraneo in acque Egiziane. Il giacimento ha il potenziale di contenere fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. La scoperta potrà assicurare indipendenza energetica al paese per molti anni.

Importante scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Nooros della Concessione West Abu Madi nelle acque poco profonde del Delta del Nilo in Egitto. La scoperta è stata allacciata alla produzione in soli 2 mesi; il gas e i condensati sono inviati all'impianto di trattamento di Abu Madi distante circa 25 chilometri dalla scoperta.

Scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Nkala Marine nel permesso Marine XII nella acque poco profonde del Congo. La nuova scoperta si aggiunge a quelle già realizzate di Litchendjili, Nené Marine e Minsala Marine.

Ingresso nel settore petrolifero del Messico grazie alla firma di un Production Sharing Contract in qualità di operatore (quota Eni 100%) del Blocco 1 per la delineazione e sviluppo delle scoperte di petrolio Amoca, Miztón e Tecoailli in acque poco profonde del Golfo del Messico meridionale. Le scoperte sono stimate contenere 800 milioni di barili di olio e 14 miliardi di metri cubi di gas associato in posto.

Venduta a Total la licenza d'uso della tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) per la raffinazione di greggi pesanti ed extra-pesanti.

Avviato il giacimento giant a gas Perla nell'offshore venezuelano con un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto (3,1 miliardi di barili di olio equivalente). Si tratta di uno degli start up più significativi del 2015, con un time-to-market di soli 5 anni, tra i migliori dell'industria. Il conseguimento del plateau target di circa 34 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2020. La produzione è venduta alla società di Stato PDVSA in base a un contratto con durata fino al 2036.

Finalizzato l'accordo preliminare con KazMunayGas per l'acquisizione del 50% dei diritti di ricerca e produzione del blocco di Isatay nel Mar Caspio.

Firmati con la società di Stato indonesiana PT Pertamina i contratti di compravendita del GNL che sarà prodotto dal campo Jangkrik (operato da Eni con il 55%) per un volume complessivo di 1,4 milioni di tonnellate/anno a partire dal 2017. Tali accordi consentono di finalizzare lo sviluppo del giacimento.

In Ghana conseguita la decisione finale di investimento per lo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni operatore, 47,22%) con first oil previsto nel 2017.

In Egitto finalizzato un accordo petrolifero che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) per lo sviluppo del potenziale minerario

[6] 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. 26.

locale. Finalizzata la revisione di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato.

In Egitto assegnati tre Concession Agreement relativi ai blocchi Southwest Melehia nel deserto occidentale, Karawan e North Leil nell'offshore del Mediterraneo. Nell'ottobre 2015 aggiudicate due ulteriori nuove licenze esplorative offshore con i blocchi North El Hammad (operato con la quota del 37,5%) e North Ras El Esh (quota 50%).

Scoperta a gas nella concessione Latif (Eni 33,3%) in Pakistan.

In Myanmar ottenuti due Production Sharing Contract (PSC) per l'esplorazione dei blocchi offshore MD-02 e MD-04.

In Norvegia acquisiti il 40% e l'operatorship della licenza esplorativa PL 806 nel Mare di Barents e il 13,12% della PL 044C nel Mare del Nord.

Nel Regno Unito assegnate quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale; perfezionata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale.

In Angola 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.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2015 è caratterizzato dal rallentamento della crescita globale a causa della frenata dell'attività economica in Cina e in altre economie emergenti, che ha trainato al ribasso le quotazioni delle commodity. In tale contesto il prezzo del petrolio ha registrato una rilevante contrazione scendendo nei mesi estivi al di sotto dei 50 \$/barile (riferimento Brent). I fondamentali del mercato petrolifero rimangono deboli a causa dell'eccesso di offerta e dei timori di indebolimento della domanda, che nel corso del 2015 sta mostrando una ripresa significativa. Su base annua i prezzi del petrolio sono previsti in significativo ridimensionamento. 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. Nei settori downstream del gas, della raffinazione e della chimica, in considerazione dei fattori di criticità strutturale dovuti all'eccesso di offerta e alla pressione competitiva su scala worldwide, il management ha definito e attuato iniziative di recupero di efficienza, rinegoziazione dei contratti e ottimizzazione degli assetti produttivi con l'obiettivo di conseguire risultati economici e cash flow positivi su base strutturale.

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

- **produzione di idrocarburi:** è prevista una solida crescita rispetto al 2014 di circa il 9% grazie agli avvii e ai ramp-up di giacimenti avviati nel 2014, principalmente in Venezuela, Norvegia, Stati Uniti, Angola, Egitto e Congo 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. Grazie alle azioni commerciali e alle rinegoziazioni definite è previsto un sostanziale recupero dei volumi di gas prepagati in precedenti esercizi outstanding alla data del bilancio 2014;
- **lavorazioni in conto proprio:** escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca, completata il 30 aprile 2015, sono previste in aumento rispetto al 2014 per effetto del miglioramento dello scenario e della migliore performance attesa dell'impianto di conversione EST presso Sannazzaro. In aumento le produzioni di biocarburanti del sito di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione in Italia in un quadro di domanda maggiormente dinamica rispetto al debole trend degli anni precedenti e di forte pressione competitiva, con una migliore performance della rete di proprietà. In leggero miglioramento le vendite all'estero escludendo l'effetto della cessione delle reti in Europa dell'Est.

Nel 2015 il management ha previsto iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending a parità di cambio e altre variazioni rispetto al 2014 (-17%) 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.

Esclusa Saipem, investimenti autofinanziati con il cash flow operativo già a partire dal 2015 allo scenario di prezzo del Brent di 55 \$/barile. Leverage ben al di sotto del limite del 30% grazie all'operazione Saipem.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e al secondo trimestre 2015 e al terzo trimestre 2014 e ai nove mesi 2015 e 2014. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2015, 30 giugno 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 nella preparazione della situazione contabile al 30 settembre 2015 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2014 e della Relazione finanziaria semestrale 2015, ai quali si rinvia.

Nuovo segmental reporting Eni

Dal 1° gennaio 2015 la segment information Eni è stata modificata per allineare i reportable segment di Eni ad alcuni cambiamenti nell'assetto organizzativo e di responsabilità definiti dal management. Le principali variazioni hanno riguardato:

- i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore G&P, coerentemente con la struttura organizzativa definita (nei precedenti reporting period tali attività erano riportate nel segmento R&M);
- i risultati dei due segmenti operativi Versalis e R&M, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili;
- i segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" sono stati accorpati poiché residuali.

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tali cambiamenti (v. tavole presentate). Per maggiori informazioni sul nuovo segmental reporting Eni si rinvia alle note del comunicato stampa relativo ai risultati del primo trimestre 2015 pubblicato il 29 aprile 2015 e alla Relazione finanziaria semestrale pubblicata il 7 agosto 2015.

(€ milioni)

PUBBLICATO	E&P	G&P	R&M	Versalis	I&C	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
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
Nove mesi 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	22.087	20.315	43.225	4.089	9.475	979	51	(17.065)	83.156
Utile operativo	9.293	301	(842)	(406)	441	(212)	(172)	77	8.480
Utile operativo adjusted	9.519	202	(403)	(280)	448	(204)	(130)	99	9.251
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

(€ milioni)

RIESPOSTO	E&P	G&P	R&M e Chimica	I&C	Corporate e altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
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
Nove mesi 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	22.087	55.252	22.314	9.475	1.009	(26.981)	83.156
Utile operativo	9.293	178	(1.125)	441	(384)	77	8.480
Utile operativo adjusted	9.519	76	(557)	448	(334)	99	9.251
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 management ritiene che i risultati adjusted 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.

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.

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 settembre 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.

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 rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2015 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2015

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Novembre		
2014	2015	2015	15 vs 14		2014	2015	Var. %
26.600	22.193	18.807	(29,3)	Ricavi della gestione caratteristica	83.156	64.786	(22,1)
2.579	394	61	(97,6)	Utile operativo	8.480	2.006	(76,3)
190	(66)	486		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	205	545	
263	434	205		Esclusione special item	566	530	
3.032	762	752	(75,2)	Utile operativo adjusted	9.251	3.081	(66,7)
				Dettaglio per settore di attività			
3.088	1.533	757	(75,5)	Exploration & Production	9.519	3.245	(65,9)
(180)	31	(469)	..	Gas & Power	76	(144)	..
12	105	335	..	Refining & Marketing e Chimica	(557)	561	..
155	(740)	148	(4,5)	Ingegneria & Costruzioni	448	(432)	..
(107)	(123)	(56)	47,7	Corporate e altre attività	(334)	(268)	19,8
64	(44)	37		Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	99	119	
2.877	1.502	604	(79,0)	Utile operativo adjusted senza Saipem	8.803	3.513	(60,1)
(166)	(256)	(214)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(639)	(655)	
107	152	4		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	588	455	
(1.766)	(965)	(775)		Imposte sul reddito ^(b)	(5.840)	(2.717)	
59,4	146,7	143,0		Tax rate (%)	63,5	94,3	
1.207	(307)	(233)	..	Utile netto adjusted	3.360	164	(95,1)
1.714	(113)	(952)	..	Utile netto di competenza azionisti Eni	3.675	(361)	..
133	(46)	332		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	144	373	
(678)	298	363		Esclusione special item	(576)	518	
1.169	139	(257)	..	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	3.243	530	(83,7)
1.127	448	(289)	..	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni senza Saipem	3.108	759	(75,6)
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,48	(0,04)	(0,26)	..	per azione (€)	1,02	(0,10)	..
1,27	(0,09)	(0,58)	..	per ADR (\$)	2,76	(0,22)	..
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,32	0,04	(0,07)	..	per azione (€)	0,90	0,15	(83,3)
0,85	0,09	(0,16)	..	per ADR (\$)	2,44	0,33	(86,5)
3.608,3	3.601,1	3.601,1		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione^(c)	3.612,7	3.601,1	
3.984	3.374	1.710	(57,1)	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.724	7.388	(24,0)
3.083	3.338	2.416	(21,6)	Investimenti tecnici	8.607	8.653	0,5

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

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Novembre		
2014	2015	2015	15 vs 14		2014	2015	Var. %
101,85	61,92	50,26	(50,7)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	106,57	55,39	(48,0)
1,325	1,105	1,112	(16,1)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,355	1,114	(17,8)
76,87	56,04	45,20	(41,2)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	78,65	49,72	(36,8)
4,39	9,13	10,04	..	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	2,62	8,91	..
7,03	6,84	6,42	(8,7)	Prezzo gas NBP ^(d)	8,18	6,84	(16,4)
0,20	(0,01)	0,00	..	Euribor - a tre mesi (%)	0,30	0,00	..
0,20	0,28	0,31	55,0	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,20	0,28	40,0

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

Risultati di Gruppo

Reported

Nel terzo trimestre 2015 Eni ha registrato l'**utile operativo** di €61 milioni e la **perdita netta** di €952 milioni, a fronte rispettivamente dell'utile operativo di €2.579 milioni e dell'utile netto di €1.714 milioni nel terzo trimestre 2014. La performance operativa è stata penalizzata dal crollo delle quotazioni del petrolio (-51% per il riferimento Brent) che ha determinato la contrazione dei ricavi del settore E&P e la riduzione del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi valutate al costo medio ponderato. Inoltre si evidenzia la performance negativa del settore G&P (in perdita per €577 milioni) dovuta principalmente all'utilizzo del gas prepagato in precedenti esercizi che ha un costo d'iscrizione maggiore rispetto al costo medio dell'approvvigionamento corrente dell'Eni e all'effetto scenario negativo relativo ad alcune vendite al settore large.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dalla crescita delle produzioni, dall'effetto cambio e dai benefici delle azioni di efficienza e di ottimizzazione degli assetti industriali, in particolare nel business Chimica (+€236 milioni).

Sulla perdita del trimestre ha inciso in misura importante l'aumento del tax rate in particolare nel settore E&P.

I nove mesi 2015 chiudono con un peggioramento della performance operativa del 76% e una perdita netta di €361 milioni. Tali trend riflettono gli stessi driver evidenziati nel commento ai risultati del trimestre, nonché il peggioramento dei risultati della Saipem (-€1.076 milioni) riconducibile alla perdita straordinaria del secondo trimestre 2015.

Adjusted

Nel terzo trimestre 2015 l'**utile operativo adjusted** esclusa Saipem è stato di €604 milioni con una riduzione del 79% rispetto al terzo trimestre 2014 (€3.513 milioni, -60,1% nei nove mesi). La **perdita netta adjusted di competenza degli azionisti Eni** esclusa Saipem nel terzo trimestre 2015 ammonta a €289 milioni con un peggioramento di €1.416 milioni rispetto al terzo trimestre 2014 (riduzione dell'utile netto adjusted di €2.349 milioni rispetto ai nove mesi 2014, pari a -75,6%).

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del trimestre è stato di €752 milioni con una flessione del 75,2%; la perdita netta adjusted di €257 milioni evidenzia un peggioramento di €1.426 milioni rispetto all'utile netto adjusted del terzo trimestre 2014. Le rettifiche positive di €695 milioni hanno riguardato la perdita di magazzino di €332 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €363 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 €20 milioni).

Nei nove mesi 2015, su base consolidata l'utile operativo adjusted è stato di €3.081 milioni con una flessione del 66,7%; l'utile netto adjusted di €530 milioni è diminuito dell'83,7%, dopo aver escluso la perdita di magazzino di €373 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €518 milioni, con una rettifica complessiva positiva di €891 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €205 milioni e €530 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi, relativi principalmente a: (i) plusvalenze da cessione (€385 milioni nei nove mesi) 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 (proventi di €134 milioni e oneri di €23 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi); (iii) svalutazioni (€29 milioni e €380 milioni nel trimestre e nei nove mesi) relative principalmente a mezzi e basi logistiche di Saipem (€211 milioni) per le minori prospettive di utilizzo, a una proprietà oil&gas in Regno Unito e investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e Chimica; (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€32 milioni e €176 milioni nei due periodi) e per incentivazione all'esodo (€13 milioni e €29 milioni, rispettivamente); (v) un onere di €205 milioni (rilevato nel trimestre) dovuto alla rettifica della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di energia elettrica ai clienti retail Italia negli ultimi cinque esercizi. È in corso un'analoga rivisitazione della stessa stima relativa alle vendite di gas alla clientela retail Italia, al cui esito entro il quarto trimestre 2015 sono possibili ulteriori rettifiche di importo anche significativo dei crediti stanziati per fatture da emettere.

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 (onere di €49 milioni nei nove mesi). 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.

Stato patrimoniale riclassificato⁷

(€ milioni)

	31 dic. 2014	30 giu. 2015	30 sett. 2015	Var. ass. vs. 31 dic. 2014	Var. ass. vs. 30 giu. 2015
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	71.962	76.845	75.894	3.932	(951)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.571	1.330	(251)	(241)
Attività immateriali	3.645	3.551	3.465	(180)	(86)
Partecipazioni	5.130	5.575	5.394	264	(181)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.861	2.196	2.305	444	109
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.971)	(2.037)	(1.823)	148	214
	82.208	87.701	86.565	4.357	(1.136)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	7.555	7.386	7.642	87	256
Crediti commerciali	19.709	18.293	15.842	(3.867)	(2.451)
Debiti commerciali	(15.015)	(14.253)	(12.453)	2.562	1.800
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.865)	(2.314)	(1.586)	279	728
Fondi per rischi e oneri	(15.898)	(16.387)	(16.217)	(319)	170
Altre attività (passività) d'esercizio	222	1.121	1.123	901	2
	(5.292)	(6.154)	(5.649)	(357)	505
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.313)	(1.304)	(1.337)	(24)	(33)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	291	106	9	(282)	(97)
CAPITALE INVESTITO NETTO	75.894	80.349	79.588	3.694	(761)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.754	61.891	59.155	(599)	(2.736)
Interessenze di terzi	2.455	1.981	2.019	(436)	38
Patrimonio netto	62.209	63.872	61.174	(1.035)	(2.698)
Indebitamento finanziario netto	13.685	16.477	18.414	4.729	1.937
COPERTURE	75.894	80.349	79.588	3.694	(761)
Leverage	0,22	0,26	0,30	0,08	0,04

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2014 (cambio EUR/USD 1,12 al 30 settembre 2015, contro 1,214 al 31 dicembre 2014, -7,7%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2015, un aumento del capitale investito netto di €3.227 milioni e del patrimonio netto di €3.325 milioni e una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €98 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€86.565 milioni) è aumentato di €4.357 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto del movimento dei cambi e degli investimenti tecnici (€8.653 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€8.505 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€5.649 milioni) è diminuito di €357 milioni per effetto del decremento del saldo crediti/debiti commerciali (-€1.305 milioni) principalmente nel settore G&P, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle altre attività nette (+€901 milioni) dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture nella E&P, in parte compensato dall'utilizzo del deferred cost relativo al gas prepagato in esercizi precedenti nel settore G&P.

Il **patrimonio netto comprese le interesenze di terzi** (€61.174 milioni) è diminuito di €1.035 milioni. Tale riduzione è dovuta alla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €3.485 milioni (saldo dividendo 2014 e acconto dividendo Eni per l'esercizio 2015 di €3.457 milioni e dividendi ad altre entità minori), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'utile complessivo di periodo (€2.450 milioni) dato dalla perdita di conto economico di €855 milioni assorbita dalle differenze cambio da conversione positive dovute in particolare alla traduzione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€3.325 milioni).

(7) Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutario 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).

Rendiconto finanziario riclassificato⁸

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi		
				2014	2015	Var. ass.
1.596	(561)	(912)	Utile netto	3.514	(855)	(4.369)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
2.608	3.343	2.854	- ammortamenti e altri componenti non monetari	7.546	8.502	956
(86)	(22)	(99)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(106)	(449)	(343)
791	1.003	912	- dividendi, interessi e imposte	5.004	2.714	(2.290)
1.069	802	79	Variazione del capitale di esercizio	(620)	1.297	1.917
(1.994)	(1.191)	(1.124)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.614)	(3.821)	1.793
3.984	3.374	1.710	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.724	7.388	(2.336)
(3.083)	(3.338)	(2.416)	Investimenti tecnici	(8.607)	(8.653)	(46)
(91)	(47)	(63)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(284)	(171)	113
217	97	261	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.231	905	(2.326)
44	220	(315)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(47)	(691)	(644)
1.071	306	(823)	Free cash flow	4.017	(1.222)	(5.239)
60	197	52	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	96	77	(19)
(143)	(267)	2.169	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	205	3.332	3.127
(2.075)	(2.019)	(1.435)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.310)	(3.454)	856
40	(21)	3	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	32	85	53
(1.047)	(1.804)	(34)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	40	(1.182)	(1.222)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi		
				2014	2015	Var. ass.
1.071	306	(823)	Free cash flow	4.017	(1.222)	(5.239)
			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
		65	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		83	83
(232)	376	256	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(562)	(136)	426
(2.075)	(2.019)	(1.435)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.310)	(3.454)	856
(1.236)	(1.337)	(1.937)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(874)	(4.729)	(3.855)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €7.388 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €905 milioni, relativi alla cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production, hanno finanziato in buona parte gli investimenti tecnici dei nove mesi (€8.653 milioni). Il pagamento del saldo dividendo Eni 2014 e dell'acconto dividendo 2015 è stato di €3.434 milioni. Al 30 settembre 2015 l'indebitamento finanziario netto ammonta a €18.414 milioni con un aumento di €4.729 milioni rispetto al 31 dicembre 2014.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nei nove mesi 2015.

(8) 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.

Exploration & Production

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	Novembre 2014 2015		Var. %
7.285	6.200	5.047	[30,7]	Ricavi della gestione caratteristica		22.087	16.459	[25,5]
3.072	1.471	701	[77,2]	Utile operativo		9.293	3.470	[62,7]
16	62	56		Esclusione special item:		226	[225]	
[4]	49			- svalutazioni di asset e altre attività		183	49	
	[4]	[38]		- plusvalenze nette su cessione di asset		2	[376]	
				- accantonamenti a fondo rischi		[5]		
1	9	7		- oneri per incentivazione all'esodo		21	17	
1	20	[5]		- derivati su commodity		3	26	
15	[3]	12		- differenze e derivati su cambi		22	[8]	
3	[9]	80		- altro			67	
3.088	1.533	757	[75,5]	Utile operativo adjusted		9.519	3.245	[65,9]
[87]	[69]	[73]		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		[221]	[210]	
92	123	6		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		238	153	
[1.869]	[1.016]	[760]		Imposte sul reddito ^(a)		[5.848]	[2.569]	
60,4	64,0	110,1		Tax rate [%]		61,3	80,6	
1.224	571	[70]	..	Utile netto adjusted		3.688	619	[83,2]
				I risultati includono:				
2.018	2.498	2.238	10,9	- ammortamenti e svalutazioni di asset		6.279	6.980	11,2
				di cui:				
352	238	280	[20,5]	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.168	799	[31,6]
275	167	214	[22,2]	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		933	597	[36,0]
77	71	66	[14,3]	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		235	202	[14,0]
2.712	3.194	2.185	[19,4]	Investimenti tecnici		7.400	7.980	7,8
				di cui:				
287	205	246	[14,3]	- ricerca esplorativa ^(b)		984	693	[29,6]
				Produzioni ^{(c) (d)}				
812	903	868	6,9	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	815	877	7,6
119	132	130	9,2	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	119	131	10,1
1.576	1.754	1.703	8,1	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.718	8,7
				Prezzi medi di realizzo				
92,61	55,60	43,97	[52,5]	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	97,46	49,59	[49,1]
229,40	163,51	157,05	[31,5]	Gas naturale	(\$/kmc)	245,53	166,94	[32,0]
66,39	41,96	34,57	[47,9]	Idrocarburi	(\$/boe)	69,98	38,37	[45,2]
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
101,85	61,92	50,26	[50,7]	Brent dated	(\$/bbl)	106,57	55,39	[48,0]
76,87	56,04	45,20	[41,2]	Brent dated	(€/bbl)	78,65	49,72	[36,8]
97,48	57,84	46,37	[52,4]	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	99,76	50,92	[49,0]
3,94	2,73	2,75	[30,2]	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	4,57	2,78	[39,2]

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag.33.

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

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2015** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €757 milioni con una riduzione di €2.331 milioni rispetto al terzo trimestre 2014, pari al 75,5%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-52,5% e -31,5%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-50,7%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori costi per attività esplorativa.

In considerazione del sensibile calo delle quotazioni del petrolio, la società ha determinato gli ammortamenti delle proprietà oil&gas del terzo trimestre in base allo unit-of-production rate ottenuto stimando l'impatto della variazione del prezzo sulle riserve certe sviluppate di spettanza in tutti contratti PSA in portafoglio. Ai fini di questo calcolo è stato utilizzato il riferimento Brent di 63 \$/barile corrispondenti alla media rolling al 30 settembre 2015 (media aritmetica semplice dei prezzi rilevati il primo giorno di ciascuno dei dodici mesi compresi chiusi il 30 settembre 2015).

Il settore ha registrato la perdita netta adjusted di €70 milioni, con una flessione di €1.294 milioni rispetto all'utile di €1.224 milioni conseguito nel terzo trimestre 2014, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'aumento del tax rate che si attesta al 110,1% a causa del debole scenario che concentra gli utili ante imposte nei paesi a maggiore fiscalità e determina una maggiore incidenza percentuale dei costi fiscalmente non valorizzati, fra i quali la ricerca di successo di progetti non ancora sanzionati.

Nei **nove mesi 2015** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €3.245 milioni con una riduzione di €6.274 milioni rispetto ai nove mesi 2014, pari al 65,9%, per effetto degli stessi driver evidenziati nel commento dei risultati del trimestre.

Nei nove mesi è stata rilevata una rettifica negativa per special item di €225 milioni relativi principalmente: (i) alla svalutazione di una proprietà oil&gas (€49 milioni) in Regno Unito; (ii) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas (oneri di €26 milioni); (iii) alle plusvalenze nette sulle cessioni di asset non strategici (€376 milioni), principalmente in Nigeria.

L'utile netto adjusted di €619 milioni è diminuito di €3.069 milioni rispetto ai nove mesi 2014, pari all'83,2%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi del **terzo trimestre 2015** è stata di 1,703 milioni di boe/giorno, in aumento dell'8,1% (1,718 milioni di boe/giorno nei nove mesi; +8,7%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement la produzione registra un incremento del 4,3% (+4,9% nei nove mesi) dovuto al contributo degli avvii e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Venezuela, Stati Uniti, Regno Unito, Egitto e delle maggiori produzioni in Libia. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. Gli avvii dell'anno e il ramp-up dei giacimenti hanno contribuito con 142 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% nel trimestre e nei nove mesi (89% nei periodi di confronto).

La produzione di petrolio (868 mila barili/giorno) è aumentata di 56 mila barili/giorno rispetto al terzo trimestre 2014 (+6,9%) con incrementi essenzialmente in Angola ed Egitto. La produzione di gas naturale (130 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 11 milioni di metri cubi/giorno (+9,2%). Gli start-up/ramp-up del periodo, in particolare in Regno Unito, Venezuela e Stati Uniti, nonché le maggiori produzioni in Libia hanno più che compensato i declini delle produzioni mature.

Nei **nove mesi 2015** la produzione di petrolio (877 mila barili/giorno) è aumentata di 62 mila barili/giorno, pari al 7,6%, a seguito essenzialmente degli start-up e ramp-up di periodo. La produzione di gas naturale (131 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 12 milioni di metri cubi/giorno rispetto ai nove mesi 2014, pari al 10,1%.

Nei nove mesi si segnalano i seguenti avvii produttivi: (i) Kizomba Satellite Fase 2, nel blocco 15, nell'offshore dell'Angola, con un totale di circa 190 milioni di barili di olio di riserve recuperabili e un picco produttivo atteso di 70.000 barili/giorno; (ii) Cinguvu nell'ambito del progetto West Hub Development nel blocco 15/06 in Angola, secondo campo a entrare in produzione dopo Sangos avviato nel 2014 con una produzione complessiva circa 60.000 barili/giorno; (iii) 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; (iv) Hadrian South nel Golfo del Messico con una produzione giornaliera di circa 16 mila boe/giorno in quota Eni e di Lucius con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni; (v) West Franklin fase 2 in Regno Unito, Perla in Venezuela e Eldfisk 2 fase 1 in Norvegia.

Gas & Power

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		Var. %
						2014	2015	
17.311	14.263	10.851	(37,3)	Ricavi della gestione caratteristica		55.252	41.487	(24,9)
(414)	27	(577)	(39,4)	Utile operativo		178	(364)	..
29	48	(43)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(79)	36	
205	(44)	151		Esclusione special item:		(23)	184	
	17	(2)		- svalutazioni		1	15	
1	3	4		- oneri per incentivazione all'esodo		2	7	
(6)	6	(68)		- derivati su commodity		(285)	(54)	
210	(94)	9		- differenze e derivati su cambi		224	(16)	
	24	208		- altro		35	232	
(180)	31	(469)	..	Utile operativo adjusted		76	(144)	..
2	3	1		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		6	6	
2		(10)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		37	(7)	
65	(30)	124		Imposte sul reddito ^(a)		(67)	13	
..	88,2	..		Tax rate (%)		56,3	..	
(111)	4	(354)	..	Utile netto adjusted		52	(132)	..
36	26	36		Investimenti tecnici		111	80	(27,9)
				Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
7,24	10,58	7,82	8,0	Italia		25,69	28,93	12,6
12,38	11,81	12,67	2,3	Vendite internazionali		39,78	39,57	(0,5)
10,14	9,48	10,08	(0,6)	- Resto d'Europa		33,11	32,53	(1,8)
1,53	1,51	1,88	22,9	- Mercati extra europei		4,45	4,73	6,3
0,71	0,82	0,71		- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,22	2,31	4,1
19,62	22,39	20,49	4,4	Totale vendite gas mondo		65,47	68,50	4,6
				di cui:				
18,23	20,84	19,10	4,8	- società consolidate		59,67	64,17	7,5
0,68	0,73	0,68		- società collegate		3,58	2,02	(43,6)
0,71	0,82	0,71		- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,22	2,31	4,1
8,26	8,35	9,00	9,0	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	24,26	25,82	6,4

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 34.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2015** il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €469 milioni con un peggioramento di €289 milioni rispetto alla perdita di €180 milioni registrata nel corrispondente periodo del 2014. Tale risultato è dovuto al recupero del gas prepagato in precedenti esercizi con un costo d'iscrizione maggiore rispetto al costo medio dell'approvvigionato corrente dell'Eni, e all'effetto scenario negativo relativo ad alcune vendite nel settore large.

La perdita operativa adjusted del trimestre è ottenuta con una rettifica positiva di €151 milioni (€184 milioni nei nove mesi), dovuta a: (i) oneri di €205 milioni a seguito della rettifica della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di energia elettrica ai clienti retail Italia negli ultimi cinque esercizi. E' in corso un'analogia rivisitazione della stessa stima relativa alle vendite di gas alla clientela retail Italia, al cui esito entro il quarto trimestre 2015 sono possibili ulteriori rettifiche di importo anche significativo dei crediti stanziati per fatture da emettere; (ii) proventi da componente valutativa dei derivati su commodity (€68 milioni nel trimestre; €54 milioni nei nove mesi); (iii) la 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 (€9 milioni di proventi nel trimestre; €16 milioni di oneri nei nove mesi).

La perdita netta adjusted del terzo trimestre 2015 di €354 milioni evidenzia un peggioramento di €243 milioni rispetto al terzo trimestre 2014 per effetto degli stessi driver citati nel commento dell'utile operativo.

Nei **nove mesi 2015** il settore ha registrato la perdita operativa adjusted di €144 milioni con un peggioramento di €220 milioni rispetto all'utile di €76 milioni del corrispondente periodo del 2014 a causa dei fenomeni del trimestre e dei maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel 2014, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite nel segmento retail.

Il settore ha chiuso i nove mesi con la perdita netta adjusted di €132 milioni con una flessione di €184 milioni rispetto all'utile di €52 milioni conseguito nei nove mesi 2014 a seguito del peggioramento gestionale e dei minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2015** le vendite di gas naturale sono state di 20,49 miliardi di metri cubi, in crescita rispetto al terzo trimestre 2014 (+4,4%). Le vendite in Italia sono aumentate dell'8% a 7,82 miliardi di metri cubi, grazie a maggiori volumi spot parzialmente compensati dalle lievi flessioni nei settori termoelettrico, PMI e terziario e industriali. Le vendite nei mercati europei di 8,88 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 3,6%, principalmente in Benelux per minori vendite spot e Regno Unito per effetto della crescente pressione competitiva, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania/Austria per la crescita nel segmento "large" e Turchia per effetto dei maggiori ritiri di Botas. In aumento i ritiri dei long-term buyer di gas (1,20 miliardi di metri cubi; +29%). Nel trimestre le vendite nei mercati extra europei riflettono la crescita nelle vendite internazionali di GNL (+22,9%).

Le vendite di gas naturale dei **nove mesi 2015** sono state di 68,50 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una crescita di 3,03 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,6%. In aumento del 12,6% le vendite in Italia (28,93 miliardi di metri cubi) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto ai primi nove mesi del 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati al segmento termoelettrico a causa della competizione da altre fonti (in particolare le rinnovabili) e della debole dinamica della richiesta elettrica nella prima parte dell'anno. Le vendite nei mercati europei di 29,09 miliardi di metri cubi sono diminuite del 4,2%, principalmente in Benelux e Regno Unito (vendite spot) e in Germania/Austria per effetto della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014, parzialmente compensati da maggiori volumi spot in Francia e in Turchia per i maggiori ritiri di Botas. In aumento i ritiri dei long-term buyer di gas (3,44 miliardi di metri cubi; +24,6%).

Le vendite di **energia elettrica** di 9 TWh nel terzo trimestre 2015 sono in aumento del 9% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (25,82 TWh, +6,4% nei nove mesi) principalmente per effetto clima e minore apporto idroelettrico rispetto al 2014.

Refining & Marketing e Chimica

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		
						2014	2015	Var. %
7.859	6.695	5.710	(27,3)	Ricavi della gestione caratteristica		22.314	17.761	(20,4)
(277)	120	(256)	7,6	Utile operativo		(1.125)	(37)	96,7
241	(151)	594		Esclusione (utile) perdita di magazzino		262	310	
48	136	(3)		Esclusione special item:		306	288	
5	60	32		- oneri ambientali		53	112	
34	43	25		- svalutazioni		219	95	
	(4)	(3)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(8)	
	7	(14)		- accantonamento a fondo rischi			(7)	
2	(4)	1		- oneri per incentivazione all'esodo		9	1	
2	27	(60)		- derivati su commodity		(2)	57	
(2)	(2)	(1)		- differenze e derivati su cambi		7	11	
7	9	17		- altro		20	27	
12	105	335	..	Utile operativo adjusted		(557)	561	..
111	39	163	46,8	- Refining & Marketing		(276)	294	
(99)	66	172		- Chimica		(281)	267	
(2)	(3)	3		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(9)	(1)	
28	3			Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		66	38	
(14)	(26)	(87)		Imposte sul reddito ^(a)		81	(172)	
36,8	24,8	25,7		Tax rate (%)		..	28,8	
24	79	251	..	Utile netto adjusted		(419)	426	..
186	152	131	(29,6)	Investimenti tecnici		540	386	(28,5)
				Margine di raffinazione				
4,39	9,13	10,04	..	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	2,62	8,91	..
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,48	5,77	5,84	6,6	Lavorazioni complessive in Italia		15,05	17,39	15,5
6,71	6,59	6,51	(3,0)	Lavorazioni in conto proprio		18,40	20,01	8,8
5,36	5,64	5,75	7,3	- Italia		14,62	17,07	16,8
1,35	0,95	0,76	(43,7)	- Resto d'Europa		3,78	2,94	(22,2)
0,03	0,05	0,05	66,7	Lavorazioni green		0,06	0,14	..
2,41	2,29	2,33	(3,3)	Vendite Rete Europa		6,95	6,66	(4,2)
1,58	1,50	1,56	(1,3)	- Italia		4,63	4,41	(4,8)
0,83	0,79	0,77	(7,2)	- Resto d'Europa		2,32	2,25	(3,0)
3,35	2,99	3,07	(8,4)	Vendite extrarete Europa		9,00	8,85	(1,7)
2,12	2,01	2,17	2,4	- Italia		5,59	5,89	5,4
1,23	0,98	0,90	(26,8)	- Resto d'Europa		3,41	2,96	(13,2)
0,11	0,11	0,11		Vendite extrarete mercati extra europei		0,32	0,32	
1.185	1.327	1.521	28,4	Produzione prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	3.986	4.278	7,3
1.285	1.275	1.240	(3,5)	Vendite prodotti petrolchimici	(€ milioni)	4.089	3.610	(11,7)

(a) Escludono gli special item.

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

Risultati

Nel **terzo trimestre 2015** il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €335 milioni con un miglioramento di €323 milioni rispetto al terzo trimestre del 2014. Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €163 milioni, con un incremento di €52 milioni rispetto al terzo trimestre 2014. La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che hanno consentito di ridurre il margine di break-even della raffinazione a 5,5 \$/barile e di anticipare il pareggio economico al 2015 allo scenario forward corrente. L'attività di marketing ha registrato una performance lievemente in crescita grazie alle azioni di efficienza che hanno consentito di assorbire l'impatto della pressione competitiva.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €172 milioni con un aumento di €271 milioni rispetto alla perdita operativa di €99 milioni del terzo trimestre 2014. Tale risultato riflette le azioni di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto impiantistico, attraverso in particolare la chiusura/riconversione di siti in perdita strutturale e la fermata di linee non competitive, che hanno consentito di sfruttare al meglio la ripresa dello scenario in particolare nella filiera etilene, polietilene e stirenici. Questi ultimi hanno beneficiato della temporanea carenza di offerta, fermate non programmate di impianti e della minore competitività delle importazioni a causa della svalutazione dell'euro. Nei nove mesi 2015 un contributo positivo al miglioramento del risultato lo ha fornito il riavvio delle produzioni nel sito di Porto Marghera, a seguito di accordi commerciali con Shell.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €3 milioni (una rettifica positiva di €288 milioni nei nove mesi) riferita alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €60 milioni nel trimestre e oneri di €57 milioni nei nove mesi) privi dei requisiti per essere trattati in hedge accounting, alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€25 milioni nel trimestre e €95 milioni nei nove mesi), all'accantonamento di oneri ambientali (€32 milioni e €112 milioni nel trimestre e nei nove mesi, rispettivamente).

L'utile netto adjusted del terzo trimestre 2015 di €251 milioni evidenzia una crescita di €227 milioni rispetto al terzo trimestre 2014 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Nei **nove mesi 2015** il settore ha riportato l'utile operativo adjusted di €561 milioni che rappresenta un miglioramento di €1.118 milioni rispetto alla perdita di €557 milioni registrata nei nove mesi 2014.

L'utile netto adjusted si attesta a €426 milioni, in miglioramento di €845 milioni rispetto alla perdita di €419 milioni registrata nel corrispondente periodo del 2014.

Andamento operativo

Nel terzo trimestre 2015 il **marginatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM)** ha più che raddoppiato il suo valore rispetto al terzo trimestre 2014 (da 4,4 \$/bl nel terzo trimestre 2014 a 10 \$/bl nel trimestre 2015) per effetto principalmente del calo della quotazione del marker Brent. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva da parte di raffinatori con maggiori economie di scala e di costo (Russia, Asia e Stati Uniti).

In tale contesto le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel terzo trimestre 2015 sono state di 6,51 milioni di tonnellate (20,01 milioni di tonnellate nei nove mesi 2015) con un decremento del 3% rispetto al terzo trimestre 2014; a struttura omogenea, escludendo l'effetto della dismissione della capacità di raffinazione in Repubblica Ceca e della fermata per conversione della raffineria di Gela le lavorazioni del terzo trimestre si sono incrementate del 6,9% (19,28 milioni di tonnellate, pari al 18,4% nei nove mesi 2015). In Italia la crescita dei volumi processati (+7,3% e +16,8% rispettivamente nei due periodi di confronto) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dello scenario; a struttura omogenea la crescita dei volumi ammonta al 20,1% nei nove mesi. In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di green feedstock processati presso Venezia. All'estero le lavorazioni in conto proprio a struttura omogenea hanno registrato un aumento in Germania per minori fermate manutentive del 4,1% nel terzo trimestre (6,8% nei nove mesi 2015).

Le **vendite rete in Italia** di 1,56 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2015 (4,41 milioni di tonnellate nei nove mesi 2015) sono sostanzialmente in linea rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente (-20 mila tonnellate, -1,3%). Nei nove mesi le vendite evidenziano un calo del 4,8%, pari a -220 mila tonnellate per effetto dell'incremento della pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,3%, in diminuzione di 1 punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (25,3%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,17 milioni di tonnellate nel terzo trimestre; 5,89 milioni di tonnellate nei nove mesi) hanno registrato un aumento di circa 50 mila tonnellate, pari al 2,4% rispetto al terzo trimestre 2014 (+5,4% nei nove mesi) con incrementi principalmente nelle vendite di gasolio e bunkeraggi anche per effetto della crescita dei consumi, parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati di prodotti secondari e cherosene. La quota di mercato extrarete media nel terzo trimestre aumenta di 0,8 punti percentuali al 27,6%.

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 0,77 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2015 (2,25 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono diminuite del 7,2% rispetto al terzo trimestre 2014 (-3% nei nove mesi) per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, parzialmente compensata dalle maggiori vendite in Germania, Austria e Svizzera.

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1,52 milioni di tonnellate (4,28 milioni di tonnellate nei nove mesi; +7,3%) sono in sostanziale crescita (+28,4%) per effetto principalmente delle maggiori vendite di intermedi.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Nove mesi		
					2014	2015	Var. %
26.600	22.193	18.807	(29,3)	Ricavi della gestione caratteristica	83.156	64.786	(22,1)
247	118	34	(86,2)	Altri ricavi e proventi	439	715	62,9
(21.791)	(18.465)	(16.044)	26,4	Costi operativi	(67.853)	(54.610)	19,5
(50)	(276)	(82)	(64,0)	Altri proventi e oneri operativi	353	(380)	..
(2.427)	(3.176)	(2.654)	(9,4)	Ammortamenti e svalutazioni	(7.615)	(8.505)	(11,7)
2.579	394	61	(97,6)	Utile operativo	8.480	2.006	(76,3)
(318)	(69)	(160)	49,7	Proventi (oneri) finanziari netti	(811)	(742)	8,5
114	157	34	(70,2)	Proventi netti su partecipazioni	735	488	(33,6)
2.375	482	(65)	..	Utile prima delle imposte	8.404	1.752	(79,2)
(779)	(1.043)	(847)	(8,7)	Imposte sul reddito	(4.890)	(2.607)	46,7
32,8		Tax rate (%)	58,2	..	
1.596	(561)	(912)	..	Utile netto	3.514	(855)	..
				di competenza:			
1.714	(113)	(952)	..	- Azionisti Eni	3.675	(361)	..
(118)	(448)	40	..	- Interessenze di terzi	(161)	(494)	..
1.714	(113)	(952)	..	Utile netto di competenza azionisti Eni	3.675	(361)	..
133	(46)	332		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	144	373	
(678)	298	363		Esclusione special item	(576)	518	
1.169	139	(257)	..	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a)	3.243	530	(83,7)

(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

(€ milioni)

Nove mesi 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.470	(364)	(37)	(635)	(348)	(80)	2.006
Esclusione (utile) perdita di magazzino		36	310			199	545
Esclusione special item:							
oneri ambientali			112		64		176
svalutazioni	49	15	95	211	10		380
plusvalenze nette su cessione di asset	(376)		(8)	1	(2)		(385)
accantonamenti a fondo rischi			(7)		(9)		(16)
oneri per incentivazione all'esodo	17	7	1	4			29
derivati su commodity	26	(54)	57	(6)			23
differenze e derivati su cambi	(8)	(16)	11				(13)
altro	67	232	27	(7)	17		336
Special item dell'utile operativo	(225)	184	288	203	80		530
Utile operativo adjusted	3.245	(144)	561	(432)	(268)	119	3.081
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(210)	6	(1)	(4)	(446)		(655)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	153	(7)	38	(20)	291		455
Imposte sul reddito ^(a)	(2.569)	13	(172)	(76)	119	(32)	(2.717)
Tax rate (%)	80,6	..	28,8	..			94,3
Utile netto adjusted	619	(132)	426	(532)	(304)	87	164
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							(366)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							530
Utile netto di competenza azionisti Eni							(361)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							373
Esclusione special item							518
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							530

(a) Escludono gli special item.

[€ milioni]

Novembre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	9.293	178	(1.125)	441	(384)	77	8.480
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(79)	262			22	205
Esclusione special item:							
oneri ambientali			53		5		58
svalutazioni	183	1	219		9		412
plusvalenze nette su cessione di asset	2			1	(1)		2
accantonamenti a fondo rischi	(5)				7		2
oneri per incentivazione all'esodo	21	2	9	2	3		37
derivati su commodity	3	(285)	(2)	4			(280)
differenze e derivati su cambi	22	224	7				253
altro		35	20		27		82
Special item dell'utile operativo	226	(23)	306	7	50		566
Utile operativo adjusted	9.519	76	(557)	448	(334)	99	9.251
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(221)	6	(9)	(4)	(411)		(639)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	238	37	66	27	220		588
Imposte sul reddito ^(a)	(5.848)	(67)	81	(157)	184	(33)	(5.840)
Tax rate (%)	61,3	56,3	..	33,3			63,5
Utile netto adjusted	3.688	52	(419)	314	(341)	66	3.360
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							117
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.243
Utile netto di competenza azionisti Eni							3.675
Esclusione (utile) perdita di magazzino							144
Esclusione special item							(576)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.243

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	701	(577)	(256)	153	(62)	102	61
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(43)	594			(65)	486
Esclusione special item:							
oneri ambientali			32				32
svalutazioni		(2)	25		6		29
plusvalenze nette su cessione di asset	(38)		(3)	1	(1)		(41)
accantonamenti a fondo rischi			(14)		(11)		(25)
oneri per incentivazione all'esodo	7	4	1	2	(1)		13
derivati su commodity	(5)	(68)	(60)	(1)			(134)
differenze e derivati su cambi	12	9	(1)				20
altro	80	208	17	(7)	13		311
Special item dell'utile operativo	56	151	(3)	(5)	6		205
Utile operativo adjusted	757	(469)	335	148	(56)	37	752
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(73)	1	3	(1)	(144)		(214)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	6	(10)		(10)	18		4
Imposte sul reddito ^(a)	(760)	124	(87)	(63)	20	(9)	(775)
Tax rate (%)	110,1	..	25,7	46,0			143,0
Utile netto adjusted	(70)	(354)	251	74	(162)	28	(233)
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							24
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							(257)
Utile netto di competenza azionisti Eni							(952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							332
Esclusione special item							363
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							(257)

(a) Escludono gli special item.

[€ milioni]

Terzo trimestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	3.072	(414)	(277)	150	(96)	144	2.579
Esclusione (utile) perdita di magazzino		29	241			(80)	190
Esclusione special item:							
oneri ambientali			5		(21)		(16)
svalutazioni	(4)		34		4		34
plusvalenze nette su cessione di asset					(1)		(1)
accantonamenti a fondo rischi					1		1
oneri per incentivazione all'esodo	1	1	2	1	2		7
derivati su commodity	1	(6)	2	4			1
differenze e derivati su cambi	15	210	(2)				223
altro	3		7		4		14
Special item dell'utile operativo	16	205	48	5	(11)		263
Utile operativo adjusted	3.088	(180)	12	155	(107)	64	3.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(87)	2	(2)	(1)	(78)		(166)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	92	2	28	12	(27)		107
Imposte sul reddito ^(a)	(1.869)	65	(14)	(67)	139	(20)	(1.766)
Tax rate (%)	60,4	..	36,8	40,4			59,4
Utile netto adjusted	1.224	(111)	24	99	(73)	44	1.207
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							38
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.169
Utile netto di competenza azionisti Eni							1.714
Esclusione (utile) perdita di magazzino							133
Esclusione special item							(678)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.169

(a) Escludono gli special item.

[€ milioni]

Secondo trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	1.471	27	120	(950)	(193)	(81)	394
Esclusione (utile) perdita di magazzino		48	(151)			37	(66)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			60		64		124
svalutazioni	49	17	43	211	3		323
plusvalenze nette su cessione di asset	(4)		(4)		(1)		(9)
accantonamenti a fondo rischi			7		2		9
oneri per incentivazione all'esodo	9	3	(4)	1	1		10
derivati su commodity	20	6	27	(2)			51
differenze e derivati su cambi	(3)	(94)	(2)				(99)
altro	(9)	24	9		1		25
Special item dell'utile operativo	62	(44)	136	210	70		434
Utile operativo adjusted	1.533	31	105	(740)	(123)	(44)	762
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(69)	3	(3)	(1)	(186)		(256)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	123		3	(17)	43		152
Imposte sul reddito ^(a)	(1.016)	(30)	(26)	41	56	10	(965)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>64,0</i>	<i>88,2</i>	<i>24,8</i>	<i>..</i>			<i>146,7</i>
Utile netto adjusted	571	4	79	(717)	(210)	(34)	(307)
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							(446)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							139
Utile netto di competenza azionisti Eni							(113)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(46)
Esclusione special item							298
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							139

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
				2014	2015
(16)	124	32	Oneri ambientali	58	176
34	323	29	Svalutazioni	412	380
(1)	(9)	(41)	Plusvalenze nette su cessione di asset	2	(385)
1	9	(25)	Accantonamenti a fondo rischi	2	(16)
7	10	13	Oneri per incentivazione all'esodo	37	29
1	51	(134)	Derivati su commodity	(280)	23
223	(99)	20	Differenze e derivati su cambi	253	(13)
14	25	311	Altro	82	336
263	434	205	Special item dell'utile operativo	566	530
152	(187)	(54)	Oneri (proventi) finanziari	172	87
			<i>di cui:</i>		
(223)	99	(20)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(253)	13
(7)	(5)	(30)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(147)	(33)
			<i>di cui:</i>		
	(5)	(30)	- plusvalenze da cessione	(96)	(33)
			<i>di cui: Galp</i>	(96)	
2			- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(27)	
(930)	58	226	Imposte sul reddito	(889)	62
			<i>di cui:</i>		
22			- svalutazione imposte anticipate imprese italiane	22	
(812)			- altri proventi netti di imposta	(824)	
(12)			- adeguamento fiscalità differita su PSA	33	
(12)	96	65	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	30	28
(116)	(38)	161	- fiscalità su special item	(150)	34
(522)	300	347	Totale special item dell'utile netto	(298)	646
			<i>di competenza:</i>		
156	2	(16)	- interessenze di terzi	278	128
(678)	298	363	- azionisti Eni	(576)	518

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Nove mesi		
					2014	2015	Var. %
7.285	6.200	5.047	(30,7)	Exploration & Production	22.087	16.459	(25,5)
17.311	14.263	10.851	(37,3)	Gas & Power	55.252	41.487	(24,9)
7.859	6.695	5.710	(27,3)	Refining & Marketing e Chimica	22.314	17.761	(20,4)
6.757	5.628	4.584	(32,2)	- Refining & Marketing	18.737	14.583	(22,2)
1.285	1.275	1.240	(3,5)	- Chimica	4.089	3.610	(11,7)
(183)	(208)	(114)		- Elisioni	(512)	(432)	
3.509	2.353	3.072	(12,5)	Ingegneria & Costruzioni	9.475	8.445	(10,9)
318	351	373	17,3	Corporate e altre attività	1.009	1.077	6,7
7	153	81		Effetto eliminazione utili interni	(24)	206	
(9.689)	(7.822)	(6.327)		Elisioni di consolidamento	(26.957)	(20.649)	
26.600	22.193	18.807	(29,3)		83.156	64.786	(22,1)

Costi operativi

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Nove mesi		
					2014	2015	Var. %
20.494	17.070	14.716	(28,2)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	63.840	50.468	(20,9)
(15)	133	212		di cui: altri special item	60	365	
1.297	1.395	1.328	2,4	Costo lavoro	4.013	4.142	3,2
7	10	24		di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	37	40	
21.791	18.465	16.044	(26,4)		67.853	54.610	(19,5)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Nove mesi		
					2014	2015	Var. %
2.022	2.449	2.238	10,7	Exploration & Production	6.096	6.931	13,7
82	87	90	9,8	Gas & Power	246	266	8,1
92	115	115	25,0	Refining & Marketing e Chimica	281	340	21,0
67	88	86	28,4	- Refining & Marketing	207	259	25,1
25	27	29	16,0	- Chimica	74	81	9,5
187	190	171	(8,6)	Ingegneria & Costruzioni	549	553	0,7
17	19	19	11,8	Corporate e altre attività	50	56	12,0
(7)	(7)	(8)		Effetto eliminazione utili interni	(19)	(21)	
2.393	2.853	2.625	9,7	Ammortamenti	7.203	8.125	12,8
34	323	29	(14,7)	Svalutazioni	412	380	(7,8)
2.427	3.176	2.654	9,4		7.615	8.505	11,7

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Altro	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(2)	(7)	(2)	(20)	(1)	(32)
Dividendi	148		39		95	282
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		(47)	67	13	38	71
Altri proventi (oneri) netti	7		1		159	167
	153	(54)	105	(7)	291	488

Imposte sul reddito

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi		
				2014	2015	Var. ass.
			Utile ante imposte			
(375)	(262)	(756)	Italia	(75)	(1.148)	(1.073)
2.750	744	691	Estero	8.479	2.900	(5.579)
2.375	482	(65)		8.404	1.752	(6.652)
			Imposte sul reddito			
(1.037)	(160)	22	Italia	(823)	(133)	690
1.816	1.203	825	Estero	5.713	2.740	(2.973)
779	1.043	847		4.890	2.607	(2.283)
			Tax rate (%)			
..	Italia
66,0	Estero	67,4	94,5	27,1
32,8		58,2

Utile netto adjusted

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Nove mesi		
					2014	2015	Var. %
1.224	571	(70)	..	Exploration & Production	3.688	619	(83,2)
(111)	4	(354)	..	Gas & Power	52	(132)	..
24	79	251	..	Refining & Marketing e Chimica	(419)	426	..
91	21	111	22,0	- Refining & Marketing	(199)	203	..
(67)	58	140	..	- Chimica	(220)	223	..
99	(717)	74	(25,3)	Ingegneria & Costruzioni	314	(532)	..
(73)	(210)	(162)	..	Corporate e altre attività	(341)	(304)	10,9
44	(34)	28	..	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	66	87	..
1.207	(307)	(233)	..		3.360	164	(95,1)
				di competenza:			
1.169	139	(257)	..	- azionisti Eni	3.243	530	(83,7)
38	(446)	24	(36,8)	- interessenze di terzi	117	(366)	..

[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	30 giu. 2015	30 sett. 2015	Var. ass. vs 31 dic. 2014	Var. ass. vs 30 giu. 2015
Debiti finanziari e obbligazionari	25.891	27.460	29.281	3.390	1.821
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.575	9.114	9.987	3.412	873
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.316	18.346	19.294	(22)	948
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.614)	(5.466)	(5.432)	1.182	34
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.054)	(5.054)	(17)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(555)	(463)	(381)	174	82
Indebitamento finanziario netto	13.685	16.477	18.414	4.729	1.937
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.209	63.872	61.174	(1.035)	(2.698)
Leverage	0,22	0,26	0,30	0,08	0,04

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

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 settembre 2015

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2015 ^(a)
Eni SpA	3.315
Eni Finance International SA	54
	3.369

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2015 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2015 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	EUR	1.002	2026	fisso	1,50
Eni SpA	750	EUR	743	2024	fisso	1,75
			1.745			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2014	30 giu. 2015	30 sett. 2015
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.614	5.466	5.432
Altre attività finanziarie destinate al trading	5.024	5.038	5.036
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	257	265	270
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	28.131	25.544
Rimanenze	7.555	7.386	7.642
Attività per imposte sul reddito correnti	762	743	757
Attività per altre imposte correnti	1.209	988	911
Altre attività correnti	4.385	3.336	3.588
	54.407	51.353	49.180
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	71.962	76.845	75.894
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.571	1.330
Attività immateriali	3.645	3.551	3.465
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.115	3.395	3.389
Altre partecipazioni	2.015	2.180	2.005
Altre attività finanziarie	1.022	1.094	1.085
Attività per imposte anticipate	5.231	5.651	5.783
Altre attività non correnti	2.773	2.570	2.445
	91.344	96.857	95.396
Attività destinate alla vendita	456	159	9
TOTALE ATTIVITÀ	146.207	148.369	144.585
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.716	5.099	6.017
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.859	4.015	3.970
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	23.147	20.576
Passività per imposte sul reddito correnti	534	595	500
Passività per altre imposte correnti	1.873	2.504	2.107
Altre passività correnti	4.489	2.997	3.764
	37.174	38.357	36.934
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	19.316	18.346	19.294
Fondi per rischi e oneri	15.898	16.387	16.217
Fondi per benefici ai dipendenti	1.313	1.304	1.337
Passività per imposte differite	7.847	7.805	7.651
Altre passività non correnti	2.285	2.245	1.978
	46.659	46.087	46.477
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	165	53	
TOTALE PASSIVITÀ	83.998	84.497	83.411
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	2.455	1.981	2.019
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)	(166)	(297)
Altre riserve	57.343	58.042	57.829
Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(2.020)		(1.440)
Utile netto	1.291	591	(361)
Totale patrimonio netto di Eni	59.754	61.891	59.155
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.209	63.872	61.174
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	146.207	148.369	144.585

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi 2014 2015	
26.600	22.193	18.807	RICAVI		
247	118	34	Ricavi della gestione caratteristica	83.156	64.786
26.847	22.311	18.841	Altri ricavi e proventi	439	715
			Totale ricavi	83.595	65.501
			COSTI OPERATIVI		
20.494	17.070	14.716	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	63.840	50.468
1.297	1.395	1.328	Costo lavoro	4.013	4.142
(50)	(276)	(82)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	353	(380)
2.427	3.176	2.654	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	7.615	8.505
2.579	394	61	UTILE OPERATIVO	8.480	2.006
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
2.755	1.212	1.470	Proventi finanziari	6.116	7.871
(3.100)	(1.705)	(1.911)	Oneri finanziari	(6.937)	(8.803)
6	1	(5)	Proventi (oneri) da altre attività finanziarie destinate al trading	22	12
21	423	286	Strumenti finanziari derivati	(12)	178
(318)	(69)	(160)		(811)	(742)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
32	10	(66)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	143	(32)
82	147	100	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	592	520
114	157	34		735	488
2.375	482	(65)	UTILE ANTE IMPOSTE	8.404	1.752
(779)	(1.043)	(847)	Imposte sul reddito	(4.890)	(2.607)
1.596	(561)	(912)	Utile netto	3.514	(855)
			di competenza:		
1.714	(113)	(952)	- azionisti Eni	3.675	(361)
(118)	(448)	40	- interessenze di terzi	(161)	(494)
			Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,48	(0,04)	(0,26)	- semplice	1,02	(0,10)
0,48	(0,04)	(0,26)	- diluito	1,02	(0,10)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2014	2015
Utile netto del periodo	3.514	(855)
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti riclassificabili a conto economico		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	3.758	3.325
Valutazione al fair value della partecipazione in Galp	(77)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	203	(17)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	6	(2)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3	(8)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(61)	7
Totale altre componenti dell'utile complessivo	3.832	3.305
Totale utile complessivo	7.346	2.450
di competenza:		
- azionisti Eni	7.459	2.879
- interessenze di terzi	(113)	(429)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2014		62.209
Totale utile complessivo	2.450	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(21)	
Altre variazioni	(7)	
Totale variazioni		(1.035)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2015		61.174
di competenza:		
- azionisti Eni		59.155
- interessenze di terzi		2.019

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
1.596	(561)	(912)		2014	2015
			Utile netto	3.514	(855)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.393	2.853	2.625	Ammortamenti	7.203	8.125
34	323	29	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	412	380
(32)	(10)	66	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(143)	32
(86)	(22)	(99)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(106)	(449)
(116)	(181)	(59)	Dividendi	(290)	(282)
(45)	(37)	(41)	Interessi attivi	(120)	(128)
173	178	165	Interessi passivi	524	517
779	1.043	847	Imposte sul reddito	4.890	2.607
208	171	113	Altre variazioni	65	(44)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(239)	331	(29)	- rimanenze	(521)	483
1.713	2.732	2.479	- crediti commerciali	3.287	4.299
(404)	(1.547)	(1.636)	- debiti commerciali	(2.445)	(2.731)
106	111	38	- fondi per rischi e oneri	134	(228)
(107)	(825)	(773)	- altre attività e passività	(1.075)	(526)
1.069	802	79	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(620)</i>	<i>1.297</i>
5	6	21	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	9	9
96	243	56	Dividendi incassati	440	325
52		33	Interessi incassati	78	64
(313)	(125)	(149)	Interessi pagati	(638)	(567)
(1.829)	(1.309)	(1.064)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(5.494)	(3.643)
3.984	3.374	1.710	Flusso di cassa netto da attività operativa	9.724	7.388
			Investimenti:		
(2.769)	(3.112)	(2.146)	- attività materiali	(7.521)	(7.899)
(314)	(226)	(270)	- attività immateriali	(1.086)	(754)
			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)	
(91)	(47)	(63)	- partecipazioni	(248)	(171)
(9)	(61)	(32)	- titoli	(57)	(130)
(271)	(64)	(125)	- crediti finanziari	(790)	(567)
129	394	(274)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	287	(436)
(3.325)	(3.116)	(2.910)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(9.451)</i>	<i>(9.957)</i>
			Disinvestimenti:		
2	9	13	- attività materiali	9	404
	4	28	- attività immateriali		49
	(1)	38	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		71
215	85	182	- partecipazioni	3.222	381
153		1	- titoli	193	11
57	87	102	- crediti finanziari	365	375
45	61	65	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	51	133
472	245	429	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>3.840</i>	<i>1.424</i>
(2.853)	(2.871)	(2.481)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(5.611)	(8.533)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
				2014	2015
301	985	985	Assunzione di debiti finanziari non correnti	1.528	2.989
(303)	(2.311)	(88)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.846)	(2.854)
(141)	1.059	1.272	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	523	3.197
(143)	(267)	2.169		205	3.332
	1		Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	1
(1.985)	(2.017)	(1.417)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.971)	(3.434)
	(3)	(18)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(48)	(21)
(90)			Acquisto di azioni proprie	(292)	
(2.218)	(2.286)	734	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.105)	(122)
	1		Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	2	(2)
40	(22)	3	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	30	87
(1.047)	(1.804)	(34)	Flusso di cassa netto del periodo	40	(1.182)
6.518	7.270	5.466	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	5.431	6.614
5.471	5.466	5.432	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.471	5.432

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità, che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
				2014	2015
60	197	52	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	96	77

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
				2014	2015
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
			Attività correnti	96	
			Attività non correnti	265	
			Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(19)	
			Passività correnti e non correnti	(291)	
			Effetto netto degli investimenti	51	
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(15)	
			Totale prezzo di acquisto	36	
			a dedurre:		
			Disponibilità liquide ed equivalenti		
			Flusso di cassa degli investimenti	36	
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
		37	Attività correnti		44
		106	Attività non correnti		125
		(60)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(77)
	2	(39)	Passività correnti e non correnti		(45)
	2	44	Effetto netto dei disinvestimenti		47
		(34)	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(34)
	(3)	33	Plusvalenza/minusvalenza per disinvestimenti		64
	(1)	43	Totale prezzo di vendita		77
			a dedurre:		
		(5)	Disponibilità liquide ed equivalenti		(6)
	(1)	38	Flusso di cassa dei disinvestimenti		71

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Novembre		
					2014	2015	Var. %
2.712	3.194	2.185	(19,4)	Exploration & Production	7.400	7.980	7,8
287	205	246	(14,3)	- ricerca esplorativa	984	693	(29,6)
2.405	2.975	1.923	(20,0)	- sviluppo	6.349	7.244	14,1
20	14	16	(20,0)	- altro	67	43	(35,8)
36	26	36		Gas & Power	111	80	(27,9)
186	152	131	(29,6)	Refining & Marketing e Chimica	540	386	(28,5)
112	82	79	(29,5)	- Refining & Marketing	341	234	(31,4)
74	70	52	(29,7)	- Chimica	199	152	(23,6)
146	118	139	(4,8)	Ingegneria & Costruzioni	475	407	(14,3)
21	8	17	(19,0)	Corporate e altre attività	74	32	(56,8)
(18)	(160)	(92)		Elisioni di consolidamento	7	(232)	
3.083	3.338	2.416	(21,6)	Investimenti tecnici	8.607	8.653	0,5
3.474	3.312	2.422	(30,3)	Investimenti tecnici a cambi correnti	9.788	8.653	(11,6)

Nei nove mesi 2015 gli investimenti tecnici di €8.653 milioni (€8.607 milioni nei nove mesi 2014) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakistan, Congo, Italia, Stati Uniti ed Indonesia, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Egitto, Libia, Cipro, Gabon, Congo, Stati Uniti, Regno Unito ed Indonesia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€407 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione (€171 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché il marketing per ristrutturazione e adempimento obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€63 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€39 milioni).

DETTAGLIO INVESTIMENTI SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Novembre		
					2014	2015	Var. %
246	215	154	(37,4)	Italia	681	567	(16,7)
438	381	293	(33,1)	Resto d'Europa	1.224	1.125	(8,1)
285	738	377	32,3	Africa Settentrionale	707	1.504	..
879	1.027	718	(18,3)	Africa Sub-Sahariana	2.559	2.525	(1,3)
116	223	217	(2,7)	Kazakistan	358	617	72,3
494	363	257	(48,0)	Resto dell'Asia	967	1.020	5,5
230	238	162	(29,6)	America	838	591	(29,5)
24	9	7	(70,8)	Australia e Oceania	66	31	(53,0)
2.712	3.194	2.185	(19,4)		7.400	7.980	7,8

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015			Nove mesi	
					2014	2015
1.576	1.754	1.703	Produzione di idrocarburi^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.718
174	173	168	Italia		178	169
179	181	182	Resto d'Europa		189	183
584	681	647	Africa Settentrionale		559	655
317	343	336	Africa Sub-Sahariana		320	340
76	98	82	Kazakhstan		89	93
93	113	117	Resto dell'Asia		98	113
131	140	148	America		123	139
22	25	23	Australia e Oceania		25	26
138,5	153,6	149,8	Produzione venduta^(a)	(milioni di boe)	406,2	447,9

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015			Nove mesi	
					2014	2015
812	903	868	Produzione di petrolio e condensati^(a)	(migliaia di barili/giorno)	815	877
69	72	71	Italia		72	69
89	82	83	Resto d'Europa		93	85
263	288	261	Africa Settentrionale		248	266
217	255	254	Africa Sub-Sahariana		225	255
46	58	49	Kazakhstan		53	55
34	55	58	Resto dell'Asia		35	54
89	88	88	America		83	88
5	5	4	Australia e Oceania		6	5

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015			Nove mesi	
					2014	2015
119	132	130	Produzione di gas naturale^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	119	131
16	16	15	Italia		17	16
14	15	16	Resto d'Europa		15	15
50	61	60	Africa Settentrionale		48	61
16	14	13	Africa Sub-Sahariana		15	13
5	6	5	Kazakhstan		6	6
9	9	9	Resto dell'Asia		9	9
6	8	9	America		6	8
3	3	3	Australia e Oceania		3	3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11 e 11,4 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2015 e 2014, rispettivamente, e 11,1 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2015 e 2014, rispettivamente e 11,1 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2015).

Gas & Power

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015	Var. % III trim. 15 vs 14		Nove mesi		
					2014	2015	Var. %
7,24	10,58	7,82	8,0	ITALIA	25,69	28,93	12,6
0,48	0,61	0,50	4,2	- Grossisti	2,91	2,83	(2,7)
3,27	6,26	3,89	19,0	- PSV e borsa	9,63	12,90	34,0
1,15	1,15	1,11	(3,5)	- Industriali	3,57	3,62	1,4
0,27	0,37	0,23	(14,8)	- PMI e terziario	1,20	1,15	(4,2)
0,33	0,18	0,28	(15,2)	- Termoelettrici	1,12	0,72	(35,7)
0,30	0,73	0,30		- Residenziali	3,07	3,38	10,1
1,44	1,28	1,51	4,9	- Autoconsumi	4,19	4,33	3,3
12,38	11,81	12,67	2,3	VENDITE INTERNAZIONALI	39,78	39,57	(0,5)
10,14	9,48	10,08	(0,6)	Resto d'Europa	33,11	32,53	(1,8)
0,93	1,11	1,20	29,0	- Importatori in Italia	2,76	3,44	24,6
9,21	8,37	8,88	(3,6)	- Mercati europei	30,35	29,09	(4,2)
1,13	1,45	1,26	11,5	<i>Penisola Iberica</i>	3,99	3,85	(3,5)
1,71	0,96	2,29	33,9	<i>Germania/Austria</i>	5,49	4,86	(11,5)
2,82	1,68	1,68	(40,4)	<i>Benelux</i>	7,33	6,20	(15,4)
0,11	0,19	0,10	(9,1)	<i>Ungheria</i>	1,01	1,01	
0,76	0,43	0,38	(50,0)	<i>Regno Unito</i>	2,29	1,53	(33,2)
1,65	1,80	1,83	10,9	<i>Turchia</i>	5,18	5,70	10,0
0,99	1,81	1,04	5,1	<i>Francia</i>	4,78	5,38	12,6
0,04	0,05	0,30	..	<i>altro</i>	0,28	0,56	..
1,53	1,51	1,88	22,9	Mercati extra europei	4,45	4,73	6,3
0,71	0,82	0,71		E&P in Europa e Golfo del Messico	2,22	2,31	4,1
19,62	22,39	20,49	4,4	TOTALE VENDITE GAS MONDO	65,47	68,50	4,6

Chimica

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
				2014	2015
			Vendite	(€ milioni)	
547	525	517	Intermedi	1.782	1.480
695	698	690	Polimeri	2.172	2.037
43	52	33	Altri ricavi	135	93
1.285	1.275	1.240		4.089	3.610
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
658	763	907	Intermedi	2.246	2.492
527	564	614	Polimeri	1.740	1.786
1.185	1.327	1.521		3.986	4.278

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

III trim. 2014	II trim. 2015	III trim. 2015		Nove mesi	
				2014	2015
			Ordini acquisiti		
1.056	620	666	Engineering & Construction Offshore	9.294	3.408
154	175	934	Engineering & Construction Onshore	4.482	1.365
402	180	6	Perforazioni mare	544	195
244	126	251	Perforazioni terra	668	389
1.856	1.101	1.857		14.988	5.357

(€ milioni)

	31 dic. 2014	30 sett. 2015
Portafoglio ordini	22.147	17.750