



San Donato Milanese
28 ottobre 2016

Sede legale,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
www.eni.com

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2016

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2016 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlights e previsioni

- **Riavviata a regime la produzione dai campi di Val d'Agri e Goliat**
- **Riavviata, in anticipo rispetto ai programmi, anche la produzione di Kashagan attualmente pari a circa 100 mila boe/giorno. Ramp-up atteso nei prossimi mesi**
- **Conseguiti tutti i 6 avvisi di produzione da progetti rilevanti previsti a budget. Atteso contributo da avvisi/ramp-up di circa 280 mila boe/giorno per il 2016**
- **Produzione: 1,71 milioni di barili/giorno nel trimestre +0,4% (+0,5% nei nove mesi), +2,2% (+1,6% nei nove mesi) se si escludono il fermo in Val d'Agri, operazioni di portafoglio e l'effetto prezzo dei contratti petroliferi**
- **Confermata la guidance di un livello produttivo sostanzialmente stabile rispetto al 2015, nonostante il fermo Val d'Agri**
- **Confermati gli obiettivi di efficienza operativa nel settore upstream con costi operativi unitari pari a 6,6 \$/boe e DD&A¹ unitari pari a 10,4 \$/boe nei nove mesi**
- **Firmato l'accordo long-term per la vendita di 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL prodotto da Coral South in Mozambico**
- **Esplorazione: perforato nella zona sud della licenza di Zohr il pozzo 5 che ha confermato i volumi di gas in posto in 850 miliardi di metri cubi. Con questa conferma e il successo della Great Nooros Area in Egitto, le risorse esplorative scoperte nell'anno crescono a 1 miliardo di boe, più del doppio rispetto al target originario**
- **Ottimizzazione capex: confermata la riduzione di circa il 20% degli investimenti 2016 vs 2015 a cambi omogenei**
- **Confermato l'autofinanziamento dei capex allo scenario Brent di circa 50 \$/barile nel 2016**
- **Accordi in Egitto e Algeria per lo sviluppo delle energie rinnovabili**

Risultati delle continuing operations²

- **Risultato operativo adjusted nove mesi: €1,03 miliardi, in flessione di -€2,82 miliardi (-73%) per effetto del peggioramento dello scenario (-€3,3 miliardi) e della fermata di Val d'Agri. I minori costi e le azioni di efficienza messe in atto per contrastare lo scenario negativo hanno portato un beneficio di €1 miliardo**
- **Risultato operativo adjusted terzo trimestre: €0,26 miliardi, in flessione di -€0,5 miliardi (-66%) per effetto del peggioramento dello scenario (-€0,6 miliardi) e della fermata di Val d'Agri. I minori costi e le azioni di efficienza messe in atto per contrastare lo scenario negativo hanno portato un beneficio di €0,1 miliardi**
- **Risultato netto adjusted: -€0,80 miliardi nei nove mesi; -€0,48 miliardi nel trimestre**
- **Risultato netto: -€1,39 miliardi nei nove mesi; -€0,56 miliardi nel trimestre**
- **Cash flow³: €4,43 miliardi nei nove mesi (-38%); €1,33 miliardi nel trimestre (-19%)**
- **FCF⁴ positivo nei nove mesi in tutti i business mid-downstream nonostante lo scenario sfavorevole**
- **Indebitamento finanziario netto a €16 miliardi; leverage a 0,32**

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel terzo trimestre abbiamo compiuto tre fondamentali passi nella messa a regime del nostro portafoglio upstream: la stabilizzazione a plateau della produzione di Goliat, il riavvio di Kashagan ed il ramp-up di Nooros, testimonianza del successo della nostra strategia esplorativa che privilegia la riduzione del time-to-market. Questi risultati, insieme al riavvio della produzione in Val d'Agri, consentiranno di rinforzare dal quarto trimestre la generazione di cassa che beneficia al contempo della riduzione dei costi di sviluppo e di estrazione. Continuano inoltre gli sforzi per la messa in produzione in tempi record di Zohr, mentre buone notizie arrivano anche da Coral, in Mozambico, per il quale abbiamo firmato il contratto di vendita del gas, altro passo fondamentale per l'avvio della fase costruttiva del progetto. Nei business mid-downstream, tutti positivi in termini di free cash flow nonostante il contesto negativo, prosegue la realizzazione dei piani di ottimizzazione mentre nel trimestre abbiamo dato avvio alla fase esecutiva del nostro nuovo piano di produzione di energia da fonti rinnovabili. Le strategie e gli obiettivi di Gruppo, comprese le cessioni, restano confermati."

¹ Ammortamenti.

² Nel presente comunicato stampa, ai fini di un confronto omogeneo, i risultati adjusted delle continuing operations dei comparative periods 2015 sono esposti su base standalone escludendo cioè il contributo di Saipem. Una misura di performance analoga è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa. I risultati adjusted e quelli su base standalone sono misure di risultato Non-GAAP illustrate a pag.21.

³ Flusso di cassa netto da attività operativa.

⁴ "Free cash flow" flusso di cassa netto da attività operativa dedotti gli investimenti e compreso il flusso di cassa dei disinvestimenti.

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Novembre		
						2015	2016	Var. %
766	188	258	(66,3)	Utile (perdita) operativo adjusted ^(b)	3.852	1.029	(73,3)	
(127)	(317)	(484)	..	Utile (perdita) netto adjusted ^(b)	1.104	(799)	..	
1.794	1.730	1.325	(26,1)	Flusso di cassa netto da attività operativa ^(b)	8.191	4.425	(46,0)	
(783)	(446)	(562)	28,2	Utile (perdita) netto delle continuing operations	502	(1.391)	..	
(0,21)	(0,12)	(0,16)		- per azione (€) ^(c)	0,14	(0,39)		
(0,47)	(0,27)	(0,36)		- per ADR (\$) ^{(c) (d)}	0,31	(0,87)		
(790)	(446)	(562)	28,9	Utile (perdita) netto di Gruppo	(55)	(1.804)	..	
(0,22)	(0,12)	(0,16)		- per azione (€) ^(c)	(0,02)	(0,50)		
(0,49)	(0,27)	(0,36)		- per ADR (\$) ^{(c) (d)}	(0,04)	(1,12)		

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

(b) Da continuing operations. I risultati dei periodi di confronto 2015 sono calcolati su base standalone cioè escludendo l'effetto dell'elisione dei costi delle transazioni intercompany verso il settore Ingegneria & Costruzioni, il cui controllo è stato oggetto di cessione nel gennaio 2016, rappresentato in base alle disposizioni dello IFRS 5 come "discontinued operations".

(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.

Risultati adjusted

Nel **terzo trimestre 2016** l'utile operativo adjusted di €0,26 miliardi ha registrato una contrazione del 66% (-€0,51 miliardi) rispetto al terzo trimestre 2015 a causa principalmente del minore risultato della E&P (-€0,28 miliardi, pari a -30%) che riflette il continuo downturn dei prezzi delle commodity energetiche (-9% il calo del riferimento Brent; -29% il prezzo di realizzo del gas) e l'impatto della fermata produttiva in Val d'Agri, riavviata a metà agosto, i cui effetti sono stati attenuati dalla crescita delle produzioni in altre aree, dai recuperi di efficienza e dalla riduzione della base costi.

In peggioramento i risultati del settore R&M e Chimica (-€0,16 miliardi, pari al 48%) per effetto di uno scenario margini di raffinazione e delle commodity meno favorevole rispetto all'anno precedente e della pressione competitiva, i cui effetti sono stati attenuati dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione. Il settore G&P ha ridotto del 20% la perdita operativa rispetto al terzo trimestre 2015, penalizzato dagli effetti economici del make-up gas.

La performance operativa del trimestre è stata penalizzata dallo scenario prezzi delle commodity (€0,6 miliardi) e dal fermo in Val d'Agri. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, dai recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €0,1 miliardi.

Nel terzo trimestre 2016, Eni ha registrato la perdita netta adjusted di €0,48 miliardi rispetto alla perdita di €0,13 miliardi del terzo trimestre 2015. Il peggioramento è dovuto al calo dell'utile operativo sopra descritto, alla riduzione dei proventi delle partecipazioni equity-accounted e valutate al costo (circa -€0,1 miliardi) e alla meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari dovuta alla limitata iscrivibilità di differite attive sulla base delle prospettive di recupero.

Nei **nove mesi 2016** l'utile operativo adjusted di €1,03 miliardi ha evidenziato una riduzione del 73% (-€2,8 miliardi) per effetto sostanzialmente degli stessi driver commentati nell'andamento del trimestre. Lo scenario prezzi delle commodity ha penalizzato la performance operativa dei nove mesi per €3,3 miliardi, il fermo in Val d'Agri e i fenomeni negativi non ricorrenti in G&P hanno pesato per €0,5 miliardi. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, dai recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1 miliardo. Il risultato netto adjusted dei nove mesi 2016 è una perdita di €0,80 miliardi con una flessione di €1,90 miliardi rispetto ai nove mesi 2015.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

L'indebitamento finanziario netto⁵ al 30 settembre 2016 è pari a €16,01 miliardi con una riduzione di €0,86 miliardi rispetto al 2015. Tale variazione si determina per effetto del **flusso di cassa netto da attività operativa** di €4,43 miliardi, del closing dell'operazione Saipem con un incasso netto di €5,2 miliardi e delle altre dismissioni per €0,6 miliardi (partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders e attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa).

⁵ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

Questi flussi positivi sono stati parzialmente compensati dai fabbisogni per investimenti tecnici dei nove mesi (€6,93 miliardi), dal pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€2,85 miliardi) relativi al saldo dividendo 2015 e all'acconto dividendo 2016 e da altre variazioni per attività di investimento (-€0,2 miliardi).

Rispetto al 30 giugno 2016, l'indebitamento finanziario netto evidenzia un incremento di €2,19 miliardi. Il flusso di cassa netto da attività operativa del terzo trimestre è stato di €1,33 miliardi e ha coperto parte dei fabbisogni relativi al pagamento dell'acconto dividendo 2016 (€1,41 miliardi) e agli investimenti del periodo (€2,05 miliardi).

Il leverage⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è aumentato a 0,32 al 30 settembre 2016 rispetto a 0,29 al 31 dicembre 2015 per effetto principalmente della flessione del total equity di circa €7,3 miliardi a causa della perdita d'esercizio, delle minori interessenze di terzi a seguito del deconsolidamento Saipem e della distribuzione dei dividendi agli azionisti Eni (€2,88 miliardi), i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla riduzione dell'indebitamento finanziario netto.

Sviluppi di business

Iniziativa E&P:

- ottobre: firmato in Mozambico tra i partner dell'Area 4 (Eni East Africa, joint operation tra Eni e CNPC, Galp, Kogas e ENH) e BP l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. L'accordo, ratificato dal Governo del Mozambico, rappresenta uno sviluppo fondamentale per l'ottenimento della decisione finale di investimento (FID) del progetto, cui l'accordo con BP è vincolato. In febbraio le autorità del Paese avevano approvato la prima fase dello sviluppo di Coral per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.
- ottobre: riavviata la produzione del giacimento giant Kashagan grazie al completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate che avevano costretto il consorzio a interrompere l'attività alla fine del 2013. La produzione è prevista conseguire il target iniziale di 180.000 barili al giorno, cui seguirà una fase di ramp-up fino al livello di 370.000 barili al giorno atteso entro fine 2017.
- settembre: nell'ambito della strategia esplorativa near-field finalizzata alla rapida messa in produzione delle risorse scoperte, è stata riavviata con successo l'attività in Tunisia. Il pozzo di scoperta Laarich Est-1 con una capacità di erogazione di circa 2 mila barili/giorno è stato già allacciato alle facility di produzione del centro di trattamento olio della concessione MLD. Le attività esplorative sono previste continuare con la perforazione di ulteriori prospect già individuati tramite prospezione geofisica tridimensionale.
- settembre: ottenuta la licenza esplorativa relativa a quattro blocchi offshore del Montenegro per una superficie complessiva di 1.228 chilometri quadrati. La licenza sarà operata da Eni con un interest del 50% in joint venture con Novatek.
- settembre: raggiunta la produzione di 20 milioni di metri cubi di gas/giorno, (corrispondenti 128 mila boe/d, 67 mila in quota Eni) nel giacimento Nooros in Egitto. Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta e in anticipo rispetto alle previsioni, grazie al successo degli ultimi pozzi esplorativi perforati nell'area di Nooros e dalla perforazione di nuovi pozzi di sviluppo. La produzione corrente è assicurata da 7 pozzi; inoltre, con la perforazione di ulteriori pozzi di sviluppo, si prevede che il campo possa raggiungere la capacità produttiva massima di circa 160.000 boe/giorno nel primo trimestre 2017. Nooros è un importante successo della strategia esplorativa near-field di Eni, finalizzata all'incremento della base riserve in prossimità di

⁶ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pagg. 21 e seguenti del presente comunicato stampa.

infrastrutture esistenti. Inoltre, grazie al contesto maturo e alla natura convenzionale del progetto, la produzione presenta costi tra i più bassi del portafoglio di Eni.

- settembre: rivisto al rialzo il potenziale del campo Baltim South West nell'offshore convenzionale dell'Egitto, che è ora stimato contenere oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto. La revisione avviene a seguito dei risultati della perforazione di un pozzo di delineazione, che ha fatto seguito al pozzo di scoperta Baltim South West 1X. Il giacimento è situato in prossimità del campo in produzione di Nooros e va ad incrementare il significativo potenziale a gas della cosiddetta "Great Nooros Area" che viene ora stimato a 86 miliardi di metri cubi di gas in posto. Di questi, circa 58 appartengono al giacimento di Nooros, mentre il rimanente alla nuova scoperta, indipendente, di Baltim South West.
- settembre: perforato con successo il pozzo di appraisal Zohr 5x, situato 12 chilometri a sud ovest del pozzo di scoperta a una profondità d'acqua di 1.538 metri. Il pozzo ha confermato il potenziale complessivo del giacimento a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto, erogando in fase di test oltre 1,5 milioni di metri cubi/giorno, limite imposto dalle infrastrutture di superficie. Le attività di perforazione proseguiranno nel 2016 con la perforazione di un sesto pozzo in vista dello start up accelerato della produzione.
- nei nove mesi acquisiti nuovi titoli esplorativi per complessivi 7.400 chilometri quadrati netti, principalmente in Ghana, Irlanda, Norvegia, Regno Unito e Montenegro.

Energie rinnovabili e climate change

Nell'ambito della strategia Eni finalizzata a far evolvere il modello di business della Company verso uno scenario low carbon, nel mese di settembre, è stato firmato in Algeria un accordo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 10 MW nel campo di Bir Rebaa North (BRN), cooperato da Eni e Sonatrach. Un accordo simile è stato definito con le autorità egiziane relativo alla costruzione di una centrale fotovoltaica da 50 MW nel Sinai. L'iniziativa sarà implementata da Petrobel, la joint venture paritaria tra Eni e la società statale Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC). Tali progetti sono frutto dell'integrazione tra business tradizionale e produzione di energia da fonti rinnovabili. E' prevista la realizzazione di unità per la generazione elettrica a emissioni zero localizzate presso le aree industriali dell'Eni beneficiando delle sinergie logistiche, contrattuali e commerciali ottenibili dalle attività tradizionali upstream.

Evoluzione prevedibile della gestione

Di seguito le previsioni del management per il 2016 su produzioni e vendite:

- **produzione di idrocarburi:** previsto un livello produttivo sostanzialmente stabile rispetto al 2015 grazie ai ramp-up e agli avvii di nuovi giacimenti in Egitto, Norvegia, Angola, Venezuela, Congo e USA. Tali incrementi saranno in grado di assorbire l'interruzione della produzione in Val d'Agri di circa quattro mesi, le minori produzioni indotte dai fattori geopolitici ed i declini di giacimenti maturi;
- **vendite di gas:** in un contesto di perdurante eccesso di offerta e pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in linea con la riduzione degli impegni contrattuali in acquisto. Il management intende mantenere le quote di mercato nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti grazie allo sviluppo di offerte commerciali innovative, ai servizi integrati e all'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio:** su base omogenea, escludendo cioè l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca completata nell'aprile 2015, le lavorazioni sono previste in flessione a causa del maggiore impatto delle fermate manutentive programmate a Livorno e Milazzo e della minore disponibilità di greggio della Val d'Agri per la raffineria di Taranto;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** in un contesto di leggera ripresa della domanda e forte pressione competitiva, Eni prevede di mantenere i volumi e la quota di mercato rete in Italia, facendo leva sulla differenziazione dell'offerta, l'innovazione di prodotti e dei servizi e l'efficienza nella logistica. In Europa al netto delle dismissioni delle reti nell'Est Europa, volumi stabili;
- **scenario prodotti chimici:** scenario moderatamente positivo con margini del polietilene previsti in media su valori superiori rispetto al 2015, nonostante l'inversione del trend a partire dal mese di giugno per maggiore competizione. Stabile la marginalità del cracker nonostante l'indebolimento della seconda metà dell'anno; in calo i margini del business stirenici. Rimane debole, ma in miglioramento rispetto al 2015, il business elastomeri. Volumi di vendita sostanzialmente stabili.

Nel 2016, in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio, il management ha pianificato iniziative di riconfigurazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento, di selezione dei temi esplorativi e di rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni d'investimento. La conseguente riduzione attesa dello spending a parità di cambio vs. 2015 è pari a circa il 20%. Escludendo il progetto di Zohr, la riduzione della spesa sarebbe pari al 30%. Il leverage, in assenza di incassi da dismissioni entro fine anno, è previsto attestarsi su livelli di poco superiori a 0,30.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre 2016 è stato redatto su base volontaria nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e al secondo trimestre 2016 e ai nove mesi 2016, al terzo trimestre e ai nove mesi 2015. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2016, al 30 giugno 2016 e al 31 dicembre 2015.

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, 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 dei risultati del terzo trimestre 2016 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2016 alla quale si rinvia.

Continuing e Discontinued operations nell'informativa finanziaria Eni 2016

Il business chimico dell'Eni, che fa capo alla controllata al 100% Versalis, è stato riclassificato nell'ambito delle continuing operations con efficacia retroattiva all'1/1/2016 per effetto dell'interruzione delle trattative con il fondo statunitense SK che aveva manifestato l'interesse a rilevare una quota di maggioranza della Versalis SpA e della conseguente revoca del trattamento contabile come attività in discontinued operations regolata dallo IFRS 5. Tale designazione era stata operata nel bilancio 2015. Conseguentemente il management ha ripristinato il criterio dell'uso continuativo nella valutazione della Versalis con allineamento del valore d'iscrizione al valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il valore d'uso e il fair value, dedotti gli oneri di vendita, in luogo della valutazione ex IFRS 5 che prevedeva il minore tra il valore di iscrizione e il fair value, dedotti gli oneri di vendita. Tale modifica nella valutazione della Versalis ha avuto un effetto trascurabile sul saldo iniziale del patrimonio netto consolidato dell'Eni (un incremento di €294 milioni) ed è neutro sulla posizione finanziaria netta. Maggiori informazioni relative ai criteri di determinazione del valore d'uso della Versalis nei conti consolidati Eni 2016 sono fornite nella Relazione Finanziaria Semestrale (v. sezione criteri di redazione nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato). I risultati della Versalis sono stati aggregati con quelli di R&M nel reportable segment "R&M e Chimica" poiché questi due segmenti operativi evidenziano ritorni economici simili.

Per quanto riguarda l'altro settore Eni classificato nel bilancio 2015 come attività destinata alla vendita, la I&C, il 22 gennaio 2016 con il perfezionamento della cessione a CDP Equity SpA del 12,503% del capitale sociale ordinario di Saipem in mano Eni per il corrispettivo di €463 milioni e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sulla società, si è verificato il trigger per la perdita di controllo dell'Eni su Saipem e il conseguente deconsolidamento con efficacia 1° gennaio 2016. La partecipazione mantenuta del 30,55% è classificata come interest in una joint venture valutata in base all'equity method come previsto dagli IFRS. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione è rappresentato dal fair value alla data della perdita di controllo pari al prezzo di borsa di 4,2 €/azione (per un controvalore di €564 milioni ai quali si aggiungono €1.050 milioni relativi all'aumento di capitale in quota Eni sottoscritto contestualmente alle transazioni descritte per un valore di carico iniziale di €1.614 milioni) e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni rilevata nel risultato di competenza delle discontinued operation dei nove mesi 2016. Grazie ai proventi dell'aumento del capitale sociale e con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze Saipem ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni (€5.818 milioni alla data del 31 dicembre 2015) entro fine febbraio.

Successful effort method (SEM)

Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato, su base volontaria, il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il cosiddetto Successful Effort Method (SEM). Il SEM è già applicato da tutte le principali società oil&gas alle quali Eni si è ulteriormente assimilata a seguito del recente processo di focalizzazione nell'attività upstream.

In sintesi, per effetto dell'applicazione del SEM, i costi relativi all'attività esplorativa sono imputati all'attivo patrimoniale come "unproved" asset, in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione nelle aree di riferimento. Se al termine di tale valutazione si accerta che il risultato è negativo (nessun ritrovamento di idrocarburi) o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i relativi costi esplorativi "sospesi" all'attivo patrimoniale in attesa di valutazione, sono imputati a conto economico come write-off. Se, al contrario, è accertata la presenza di riserve certe di idrocarburi, i relativi costi esplorativi capitalizzati come unproved asset sono riclassificati come "proved" asset.

Sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento i costi esplorativi afferenti ad attività geologiche e geofisiche.

Ai sensi delle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'applicazione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore, da applicare retroattivamente. Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods 2015 sono stati riesposti.

L'effetto della modifica è stato rilevato come variazione del saldo di apertura delle voci interessate in contropartita alla voce "Utili portati a nuovo" del patrimonio netto al 1 gennaio 2014. La modifica ha comportato in particolare un incremento dei saldi iniziali delle voci immobili, impianti e macchinari di €3.524 milioni; delle attività immateriali di €860 milioni e del patrimonio netto Eni di €3.001 milioni. Altre variazioni hanno riguardato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite e altre voci minori. Maggiori informazioni sull'accounting SEM sono fornite nella sezione criteri di redazione nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Di seguito si riportano i principali risultati dei comparative periods 2015 oggetto di riesposizione per l'adozione del SEM e la rilevazione di Versalis tra le continuing operations.

	PUBBLICATO			RIESPOSTO		
	III trim. 2015	Nove mesi 2015	Esercizio 2015	III trim. 2015	Nove mesi 2015	Esercizio 2015
(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo continuing operations	(421)	2.227	(2.781)	248	3.623	(3.076)
Utile (perdita) operativo E&P	701	3.470	(144)	863	3.737	(959)
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	432	3.246	4.104	766	3.852	4.486
Utile (perdita) operativo adjusted - E&P	757	3.245	4.108	919	3.584	4.182
Utile (perdita) netto di competenza Eni - continuing operations	(1.425)	(902)	(7.680)	(783)	502	(7.952)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza Eni - continuing operations su base standalone	(429)	536	334	(127)	1.104	803
Totale attività			134.792			139.001
Patrimonio netto di competenza azionisti Eni			51.753			55.493
Flusso di cassa da attività operativa continuing operations	1.371	7.169	11.181	1.877	8.431	12.875
Flusso di cassa netto del periodo	(34)	(1.182)	(1.414)	(34)	(1.182)	(1.405)

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 gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

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

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di 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 2016 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati⁷ del terzo trimestre e dei nove mesi 2016

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi 2015 2016	
16.014	13.416	13.118	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	57.331	39.878
248	220	192	Utile (perdita) operativo - continuing operations	3.623	517
486	(180)	(87)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	545	62
209	148	153	Esclusione special item ^(a)	393	450
943	188	258	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	4.561	1.029
			Dettaglio per settore di attività		
919	355	644	<i>Exploration & Production</i>	3.584	1.094
(469)	(229)	(374)	<i>Gas & Power</i>	(144)	(318)
335	156	175	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	561	508
(56)	(126)	(118)	<i>Corporate e altre attività</i>	(268)	(334)
214	32	(69)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	828	79
943	188	258	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	4.561	1.029
(177)			Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(709)	
766	188	258	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	3.852	1.029
(783)	(446)	(562)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	502	(1.391)
332	(123)	(59)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	373	42
397	252	137	Esclusione special item ^(a)	526	550
(54)	(317)	(484)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.401	(799)
(73)			Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(297)	
(127)	(317)	(484)	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	1.104	(799)
(790)	(446)	(562)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(55)	(1.804)
(783)	(446)	(562)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	502	(1.391)
(7)			Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations	(557)	(413)
1.877	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.431	4.425
(234)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.245)	
1.643	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.186	4.425
1.794	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	8.191	4.425
2.210	2.424	2.051	Investimenti tecnici - continuing operations	8.044	6.930

(a) Per maggiori informazioni v. "Analisi special item".

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

Principali indicatori di mercato

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		Nove mesi		
2015	2016	2016			2015	2016	Var. %
50,26	45,57	45,85	(8,8)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	55,39	41,77	(24,6)
1,112	1,129	1,116	0,4	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,114	1,116	0,2
45,20	40,36	41,08	(9,1)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	49,72	37,43	(24,7)
10,0	4,6	3,3	(66,9)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	8,9	4,0	(54,7)
6,43	4,49	4,07	(36,7)	Prezzo gas NBP ^(d)	6,84	4,30	(37,1)
(0,03)	(0,26)	(0,30)	..	Euribor - a tre mesi (%)	0,00	(0,25)	..
0,31	0,64	0,79	..	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,28	0,69	..

(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.

⁷ Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Saipem (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) e delle continuing operations come entità indipendenti a sé stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nel presente comunicato stampa sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Saipem (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information di pag. 22 e seguenti.

Commento ai risultati economici e finanziari di Gruppo

Risultati adjusted

Nel **terzo trimestre 2016** l'utile operativo adjusted è stato di €258 milioni con una riduzione di €508 milioni rispetto al terzo trimestre 2015 (-66,3%), dovuta all'effetto dei minori prezzi e margini delle commodity energetiche (€0,6 miliardi) e al fermo in Val d'Agri fino ad agosto 2016, parzialmente compensati dalla crescita produttiva in altre aree, dai recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €0,1 miliardi.

La perdita netta adjusted di competenza degli azionisti Eni ammonta a €484 milioni con un peggioramento di €357 milioni rispetto al terzo trimestre 2015 dovuto alla flessione della redditività operativa, alla riduzione del contributo delle joint venture valutate all'equity nel settore E&P e alla limitata iscrivibilità di differite attive sulla base delle prospettive di recupero.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €153 milioni (oneri netti di €450 milioni nei nove mesi) relativi principalmente a: (i) accantonamenti per oneri ambientali (€64 milioni nel trimestre e €165 milioni nei nove mesi); (ii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €33 milioni e €148 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi); (iii) differenze e derivati su cambi (onere di €38 milioni e €56 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi); (iv) accantonamenti a fondo rischi di €107 milioni (€108 milioni nei nove mesi); (v) svalutazioni relative agli investimenti di periodo nel settore R&M e Chimica relativi a CGU prive di prospettive di redditività (€33 milioni; €181 milioni nei nove mesi incluse le svalutazioni di asset a gas dell'upstream a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa).

Gli **special item non operativi** del trimestre escludono:

- la svalutazione della partecipazione Saipem valutata secondo l'equity method per quanto determinato dagli esiti negativi dell'impairment test e da altre svalutazioni straordinarie rilevate dalla Saipem nella relazione trimestrale al 30 settembre pubblicata il 25 ottobre u.s. in occasione della redazione del nuovo piano strategico (€108 milioni);
- le imposte sul reddito che comprendono, oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, il ripristino di attività per imposte anticipate delle imprese italiane (€101 milioni), nonché il provento relativo al reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale nel Regno Unito (€23 milioni).

Nei nove mesi gli special item non operativi comprendono oltre a quelli del trimestre una svalutazione complessiva delle attività per imposte anticipate relative alle attività Eni in Italia (€48 milioni) a seguito delle mutate prospettive dei redditi imponibili futuri.

Nei **nove mesi 2016** l'utile operativo adjusted ammonta a €1.029 milioni, con una riduzione di €2.823 milioni (-73,3%) rispetto ai nove mesi 2015 dovuta allo scenario prezzi/margini delle commodity che ha penalizzato la performance per €3,3 miliardi, al fermo in Val d'Agri e ai fenomeni negativi non ricorrenti in G&P che hanno pesato per €0,5 miliardi. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1 miliardo.

Risultati reported

Nel **terzo trimestre 2016** Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €562 milioni che riflette il prolungarsi del downturn dei prezzi/margini delle commodity energetiche e il conseguente, progressivo deterioramento della redditività e del cash flow operativo dell'Azienda. Gli effetti dello scenario sulla redditività e sulla generazione di cassa sono stati attenuati da azioni diffuse di efficienza e di ottimizzazione e dalla crescita della produzione al netto dell'effetto Val d'Agri. L'impatto dello scenario e le minori prospettive di generazione di reddito dei business di Gruppo hanno inciso sulla fiscalità dell'Eni comportando la rilevazione di oneri tributari pur in presenza di un utile ante imposte negativo. Tale circostanza è dovuta principalmente alla concentrazione degli utili ante imposte

positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, nonché alla ridotta capacità d'iscrizione di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

Anche la gestione delle partecipazioni valutate all'equity e al costo ha registrato una perdita, principalmente per la svalutazione della partecipazione Saipem valutata secondo l'equity method (€119 milioni nel trimestre, €91 milioni nei nove mesi) per effetto degli esiti dell'impairment test e di altre svalutazioni straordinarie rilevati dalla partecipata nella trimestrale al 30 settembre pubblicata il 25 ottobre u.s. Al netto di tali componenti straordinarie la valutazione della partecipazione Saipem è negativa per €11 milioni nel trimestre (positiva per €17 milioni nei nove mesi).

La valutazione della partecipazione in Saipem potrà subire ulteriori rettifiche negative al termine del processo previsto dallo IAS 28 e che si concluderà con l'approvazione del bilancio 2016 di allocazione agli asset sottostanti del valore iniziale della partecipazione. Tale valore iniziale è stato determinato sulla base della quotazione di borsa al 22 gennaio data in cui è avvenuta la perdita del controllo esclusivo per effetto della cessione alla CDP Equity SpA del 12,503% del capitale sociale e della contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto.

Rispetto al terzo trimestre 2015 (che chiudeva con una perdita di €783 milioni), la perdita evidenzia un miglioramento di €221 milioni dovuto alla rilevazione di minori oneri straordinari in particolare nel settore G&P.

La gestione industriale con €192 milioni di utile operativo ha registrato una contrazione di €56 milioni dovuta alla flessione dei ricavi E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-9%), all'impatto del fermo in Val d'Agri, nonché ai minori margini dei prodotti petroliferi e petrolchimici, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla minore perdita operativa di G&P per la riduzione degli oneri straordinari.

Nei **nove mesi 2016** la perdita netta delle continuing operations ammonta a €1.391 milioni, con un peggioramento di €1.893 milioni rispetto ai primi nove mesi del 2015, per gli stessi driver commentati nei risultati del trimestre.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €1.804 milioni. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations di €413 milioni dovuta principalmente alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo (22 gennaio 2016).

Stato patrimoniale riclassificato⁸

(€ milioni)

	31 Dic. 2015	30 Giu. 2016	30 Sett. 2016	Var. ass. vs. 31 Dic. 2015	Var. ass. vs. 30 Giu. 2016
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	68.005	67.826	67.882	(123)	56
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	1.037	1.044	135	7
Attività immateriali	3.034	2.882	2.835	(199)	(47)
Partecipazioni	3.513	4.727	4.442	929	(285)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.273	2.339	2.352	79	13
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.284)	(1.555)	(1.466)	(182)	89
	76.450	77.256	77.089	639	(167)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	4.579	4.413	4.558	(21)	145
Crediti commerciali	12.616	10.865	10.418	(2.198)	(447)
Debiti commerciali	(9.605)	(9.770)	(9.226)	379	544
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.137)	(4.048)	(3.419)	718	629
Fondi per rischi e oneri	(15.375)	(13.952)	(14.127)	1.248	(175)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.827	2.308	1.866	39	(442)
	(10.095)	(10.184)	(9.930)	165	254
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.123)	(1.030)	(1.018)	105	12
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	9.048	75	11	(9.037)	(64)
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.280	66.117	66.152	(8.128)	35
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.493	52.257	50.096	(5.397)	(2.161)
Interessenze di terzi	1.916	46	48	(1.868)	2
Patrimonio netto	57.409	52.303	50.144	(7.265)	(2.159)
Indebitamento finanziario netto	16.871	13.814	16.008	(863)	2.194
COPERTURE	74.280	66.117	66.152	(8.128)	35
Leverage	0,29	0,26	0,32	0,03	0,06

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2015 (cambio EUR/USD 1,116 al 30 settembre 2016, contro 1,089 al 31 dicembre 2015, +2,5%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2016, una riduzione del capitale investito netto e del patrimonio netto di €1.093 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€77.089 milioni) è aumentato di €639 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La voce "immobili, impianti e macchinari" è leggermente diminuita per effetto principalmente dell'apprezzamento dell'euro e degli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€5.913 milioni), parzialmente compensati dagli investimenti tecnici di periodo (€6.930 milioni). L'incremento della voce "Partecipazioni" di €929 milioni riguarda la rilevazione iniziale della partecipazione mantenuta in Saipem del 30,55% dopo la perdita del controllo e la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della Società per un valore complessivo di €1.614 milioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€9.930 milioni) è sostanzialmente invariato e riflette la riduzione dei crediti commerciali, in particolare nel settore G&P, i cui effetti sono stati assorbiti dalla riduzione dei fondi per rischi e oneri.

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€11 milioni) diminuiscono di €9.037 milioni per effetto del closing dell'operazione Saipem e della cessione delle attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa.

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

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€50.144 milioni) è diminuito di €7.265 milioni per effetto della perdita complessiva del reporting period (€2.483 milioni) data dalla perdita di conto economico di €1.798 milioni e dalle differenze negative di cambio da conversione dovute alla traduzione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€1.093 milioni), dall'effetto del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (€1.872 milioni), nonché dalla distribuzione di dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.910 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2015 e acconto dividendo per l'esercizio 2016 di €2.880 milioni e dividendi ad altre entità minori). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge di €492 milioni.

Rendiconto finanziario riclassificato⁹

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi		
				2015	2016	Var. ass.
(743)	(444)	(561)	Utile (perdita) netto - continuing operations	756	(1.385)	(2.141)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.485	1.960	2.181	- ammortamenti e altri componenti non monetari	7.403	6.033	(1.370)
(99)	(9)	(10)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(441)	(37)	404
851	643	397	- dividendi, interessi e imposte	2.646	1.480	(1.166)
367	546	(115)	Variazione del capitale di esercizio	1.640	657	(983)
(984)	(966)	(567)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(3.573)	(2.323)	1.250
1.877	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.431	4.425	(4.006)
(234)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.245)		1.245
1.643	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.186	4.425	(2.761)
(2.210)	(2.424)	(2.051)	Investimenti tecnici - continuing operations	(8.044)	(6.930)	1.114
(139)			Investimenti tecnici - discontinued operations	(407)		407
(2.349)	(2.424)	(2.051)	Investimenti tecnici	(8.451)	(6.930)	1.521
(63)	(28)	(6)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(171)	(1.158)	(987)
261	146	70	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	905	1.021	116
(315)	(4)	(106)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(691)	(149)	542
(823)	(580)	(768)	Free cash flow	(1.222)	(2.791)	(1.569)
52	(788)	30	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	77	5.229	5.152
2.169	1.880	1.854	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.332	32	(3.300)
(1.435)	(1.444)	(1.408)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.454)	(2.852)	602
3	2	(5)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	85	(25)	(110)
(34)	(930)	(297)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(1.182)	(407)	775
1.794	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa - su base standalone	8.191	4.425	(3.766)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi		
				2015	2016	Var. ass.
(823)	(580)	(768)	Free cash flow	(1.222)	(2.791)	(1.569)
65	2	28	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	83	5.848	5.765
256	430	(46)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(136)	658	794
(1.435)	(1.444)	(1.408)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.454)	(2.852)	602
(1.937)	(1.592)	(2.194)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(4.729)	863	5.592

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €4.425 milioni. Gli incassi da dismissioni sono stati €1.021 milioni e hanno riguardato principalmente la partecipazione del 12,503% in Saipem (€463 milioni), la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei

⁹ 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. Il Free Cash Flow è una misura alternativa di performance.

bondholders (€332 milioni) nonché attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa. I principali flussi in uscita hanno riguardato gli investimenti tecnici del periodo (€6.930 milioni), il pagamento del saldo dividendo 2015 e dell'acconto dividendo 2016 agli azionisti Eni di €2.848 milioni, l'aumento di capitale sociale di Saipem (€1.069 milioni) e altre variazioni per attività d'investimento (-€0,2 miliardi). Gli investimenti tecnici delle continuing operations a cambi omogenei sono stati ridotti del 17%, inclusi gli investimenti sulle partecipate Eni valutate ad equity, in linea con l'attesa di una riduzione annunciata su base annua di circa il 20%.

Considerando anche i flussi di cassa associati al rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5.818 milioni, nell'ambito del closing dell'operazione Saipem, ne deriva un decremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €863 milioni.

Infine la variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dal venir meno del vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche delle attività finanziarie (essenzialmente depositi presso istituti di credito e titoli di debito) possedute dalla società di assicurazione captive di Gruppo per effetto delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa che resta subordinato esclusivamente alla presenza di un livello di patrimonializzazione adeguato in considerazione dei rischi assunti. Pertanto, le attività finanziarie disponibili per la vendita di Eni Insurance all'1/1/2016 sono state riclassificate come non strumentali all'attività operativa in considerazione della discontinuità normativa indicata e portate a deduzione dei debiti finanziari lordi (con un effetto di circa €600 milioni).

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 2016 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd ed Eni Suisse SA. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel terzo trimestre e nove mesi 2016.

Exploration & Production

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		(€ milioni)	Nove mesi		
						2015	2016	Var. %
5.047	3.887	3.991	(20,9)	RISULTATI				
863	194	559	(35,2)	Ricavi della gestione caratteristica		16.459	11.234	(31,7)
56	161	85		Utile (perdita) operativo		3.737	847	(77,3)
1	105			Esclusione special item:		(153)	247	
				- svalutazioni di asset		112	105	
				- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	
(37)	1			- plusvalenze nette su cessione di asset		(366)	1	
		106		- accantonamenti a fondo rischi			106	
6	3	1		- oneri per incentivazione all'esodo		16	5	
(5)	11	4		- derivati su commodity		26	19	
12	25	(27)		- differenze e derivati su cambi		(8)	(2)	
79	16	1		- altro		67	6	
919	355	644	(29,9)	Utile (perdita) operativo adjusted		3.584	1.094	(69,5)
(70)	(57)	(63)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(200)	(178)	
6	33	(46)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		154	(9)	
(763)	(403)	(548)		Imposte sul reddito ^(a)		(2.574)	(1.258)	
89,2		Tax rate (%)		72,8	..	
92	(72)	(13)	..	Utile (perdita) netto adjusted		964	(351)	..
				I risultati includono:				
68	153	61	(10,3)	costi di ricerca esplorativa:		373	301	(19,3)
66	59	45	(31,8)	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		201	159	(20,9)
2	94	16	..	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		172	142	(17,4)
2.119	2.267	1.874	(11,6)	Investimenti tecnici		7.779	6.383	(17,9)
				Produzioni ^{(c) (d)}				
868	852	864	(0,5)	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	877	869	(0,9)
130	133	131	0,8	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	131	133	1,5
1.703	1.715	1.710	0,4	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.718	1.726	0,5
				Prezzi medi di realizzo				
43,97	40,58	40,82	(7,2)	Petrolio ^(e)	(\$/barile)	49,59	37,05	(25,3)
157,05	109,83	110,89	(29,4)	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	166,94	112,53	(32,6)
34,57	29,30	29,70	(14,1)	Idrocarburi	(\$/boe)	38,37	27,69	(27,8)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
50,26	45,57	45,85	(8,8)	Brent dated	(\$/bbl)	55,39	41,77	(24,6)
45,20	40,36	41,08	(9,1)	Brent dated	(€/bbl)	49,72	37,43	(24,7)
46,37	45,48	44,88	(3,2)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	50,92	41,21	(19,1)
2,75	2,14	2,85	3,6	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	2,78	2,32	(16,5)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 36.

(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 2016** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €644 milioni con una riduzione di €275 milioni rispetto al terzo trimestre 2015, pari a -30%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-7,2% e -29,4%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-8,8%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa, nonché all'impatto del fermo produttivo in Val d'Agri. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori ammortamenti determinati dai minori valori di libro delle immobilizzazioni dopo le svalutazioni eseguite a fine 2015.

Nel terzo trimestre è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €85 milioni (€247 milioni nei nove mesi 2016) relativa principalmente ad accantonamenti a fondo rischi (€106 milioni in entrambi i periodi), alla riclassifica nel risultato adjusted di €27 milioni di oneri (€2 milioni nei nove mesi) relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria, nonché alla componente valutativa sui derivati embedded nelle formule di prezzo del gas (onere di €4 milioni e €19 milioni rispettivamente nei due reporting period). Nei nove mesi rilevano inoltre svalutazioni di asset a gas (€105 milioni) a seguito del peggioramento dello scenario prezzi in Europa.

Nel terzo trimestre 2016 il settore ha registrato la perdita netta adjusted di €13 milioni, con un peggioramento di €105 milioni rispetto all'utile netto adjusted di €92 milioni del terzo trimestre 2015 dovuto alla contrazione del risultato operativo, ai minori risultati delle partecipazioni valutate all'equity e alla meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari a causa del debole scenario che concentra i risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e limita l'iscrivibilità di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

Nei **nove mesi 2016** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €1.094 milioni con una riduzione di €2.490 milioni rispetto ai nove mesi 2015, pari al 69,5%, per effetto degli stessi driver evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.

La perdita netta adjusted di €351 milioni è dovuta alla contrazione del risultato operativo e all'incremento del tax rate per le stesse ragioni esposte relativamente al trimestre.

Nei nove mesi 2016 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 34%.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi¹⁰ del **terzo trimestre 2016** è stata di 1,710 milioni di boe/giorno (1,726 milioni di boe/giorno nei nove mesi 2016), in leggero aumento rispetto al corrispondente periodo del 2015, +0,4% (+0,5% nei nove mesi). Escludendo l'impatto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri (-32 mila boe/giorno, sia nel trimestre sia nei nove mesi), l'effetto prezzo sui contratti PSA (7 mila boe/giorno nel trimestre e 20 mila boe/giorno nei nove mesi), nonché le operazioni di portafoglio, la produzione risulta in crescita del 2,2% (+1,6% rispetto ai nove mesi 2015). Lo start-up di nuovi giacimenti e il ramp-up di quelli avviati nel 2015 (76 mila boe/giorno), in particolare in Venezuela, Norvegia e Angola, nonché le maggiori produzioni in Iraq sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate, in particolare nel Regno Unito, e dal declino di giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata del 93%, in entrambi i periodi (90% nei periodi di confronto).

La produzione di petrolio (864 mila barili/giorno) è in lieve diminuzione rispetto al trimestre di confronto (-0,5%). Gli avvii e i ramp-up in Norvegia ed Angola nonché le maggiori produzioni in Iraq sono stati compensati dall'interruzione della produzione in Val d'Agri e dalle fermate programmate.

La produzione di gas naturale (131 milioni di metri cubi/giorno) risulta in crescita rispetto al terzo trimestre 2015 (+0,8%). Le maggiori produzioni in Venezuela sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate e dal declino dei giacimenti maturi.

Nei **nove mesi 2016** la produzione di petrolio (869 mila barili/giorno) è diminuita di 8 mila barili/giorno, pari allo 0,9%, rispetto al corrispondente periodo del 2015.

La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 2 milioni di metri cubi/giorno rispetto al periodo di confronto, pari all'1,5%.

¹⁰ A partire dal 1° gennaio 2016, nell'ambito di un processo di verifica su base regolare, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00647 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00643 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del terzo trimestre e dei nove mesi 2016 è stato di 5 mila boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Gas & Power

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	Nove mesi		
						2015	2016	Var. %
10.851	9.734	9.141	(15,8)	Ricavi della gestione caratteristica		41.487	28.905	(30,3)
(577)	(154)	(325)	43,7	Utile (perdita) operativo		(364)	(396)	(8,8)
(43)	30	(12)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		36	146	
151	(105)	(37)		Esclusione special item:		184	(68)	
(2)				- svalutazioni		15		
	(1)	1		- plusvalenze nette su cessione di asset				
94				- accantonamenti a fondo rischi		94		
				- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail		94		
94				- oneri per incentivazione all'esodo		7	1	
4	1			- derivati su commodity		(54)	(178)	
(68)	(247)	(34)		- differenze e derivati su cambi		(16)	(52)	
9	(1)	(12)		- altro		138	161	
114	143	8		Utile (perdita) operativo adjusted		(144)	(318)	..
(469)	(229)	(374)	20,3	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		6	7	
1	2	3		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(7)	(12)	
(10)	(7)	(10)		Imposte sul reddito ^(a)		13	24	
124	73	79		Tax rate (%)		
..		Utile (perdita) netto adjusted		(132)	(299)	..
(354)	(161)	(302)	14,7	Investimenti tecnici		80	67	(16,3)
36	22	23	(36,1)	Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
7,82	8,63	8,76	12,0	Italia		28,93	28,18	(2,6)
12,67	12,52	11,25	(11,2)	Vendite internazionali		39,57	37,08	(6,3)
10,08	10,64	9,07	(10,0)	- Resto d'Europa		32,53	31,01	(4,7)
1,88	1,21	1,45	(22,9)	- Mercati extra europei		4,73	3,86	(18,4)
0,71	0,67	0,73	2,8	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,31	2,21	(4,3)
20,49	21,15	20,01	(2,3)	Totale Vendite Gas Mondo		68,50	65,26	(4,7)
				di cui:				
19,10	19,82	18,63	(2,5)	- società consolidate		64,17	60,99	(5,0)
0,68	0,66	0,65	(4,4)	- società collegate		2,02	2,06	2,0
0,71	0,67	0,73	2,8	- E&P in Europa e Golfo del Messico		2,31	2,21	(4,3)
9,00	8,64	9,17	1,9	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	25,82	27,26	5,6

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 37.

Risultati

Nel **terzo trimestre 2016** il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €374 milioni con un miglioramento di €95 milioni rispetto al terzo trimestre 2015. La variazione riflette la circostanza che il terzo trimestre 2015 era penalizzato dal recupero del gas prepagato in precedenti esercizi con un costo d'iscrizione maggiore rispetto al costo medio dell'approvvigionato corrente dell'Eni. Tali effetti sono stati compensati dai minori margini sulle vendite di GNL.

La perdita operativa adjusted è ottenuta escludendo un utile di magazzino di €12 milioni nel trimestre (una perdita di €146 milioni nei nove mesi) e proventi netti special di €37 milioni (€68 milioni nei nove mesi) che comprendono la componente valutativa positiva dei derivati su commodity (€34 milioni e €178 milioni rispettivamente nei due reporting period) al netto di altri oneri straordinari di €8 milioni nel trimestre (€161 milioni nei nove mesi), mentre include la riclassifica del saldo negativo di €12 milioni nel trimestre (€52 milioni nei nove mesi) delle differenze e derivati per esposizioni in valuta di natura commerciale.

Il settore ha chiuso il trimestre con la perdita netta adjusted di €302 milioni, in miglioramento di €52 milioni rispetto al terzo trimestre 2015.

Nei **nove mesi 2016** il settore ha conseguito la perdita operativa adjusted di €318 milioni con un peggioramento di €174 milioni rispetto ai nove mesi 2015. Il peggioramento è attribuibile

principalmente ai minori margini dei mercati a premio GNL e a minori benefici una tantum emersi nei primi nove mesi 2015. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione dei costi di logistica e da maggiori performance nel trading. In calo i risultati del segmento retail per effetto climatico negativo.

I nove mesi chiudono con una perdita netta adjusted di €299 milioni a seguito della riduzione della performance operativa.

Andamento operativo

Nel **terzo trimestre 2016** le vendite di gas naturale sono state di 20,01 miliardi di metri cubi, in calo di 0,48 miliardi di metri cubi (-2,3%) rispetto al terzo trimestre 2015. Le vendite in Italia sono aumentate del 12% a 8,76 miliardi di metri cubi per maggiori volumi venduti all'hub (PSV). Le vendite sui mercati europei di 7,97 miliardi di metri cubi hanno registrato un decremento del 10,2% principalmente in Germania/Austria e Benelux per minori vendite spot e per effetto della crescente pressione competitiva e in Turchia a seguito dei minori ritiri di Botas. Nel trimestre le vendite nei mercati extra europei (-22,9%) riflettono il calo delle vendite di GNL sui mercati del Far East a seguito della scadenza di alcuni contratti.

Le vendite di gas naturale dei **nove mesi 2016** sono state di 65,26 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 3,24 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,7%. In diminuzione le vendite in Italia (28,18 miliardi di metri cubi, -2,6% rispetto ai nove mesi 2015) per effetto di minori vendite in tutti i segmenti di mercato, in particolare nel segmento residenziale a causa dello sfavorevole effetto climatico, parzialmente compensati dalle maggiori vendite spot.

Le vendite sui mercati europei di 27,79 miliardi di metri cubi sono diminuite del 4,5% a causa del calo delle vendite in Turchia, Benelux, Francia e Regno Unito, parzialmente compensato dai maggiori volumi commercializzati in Germania. In calo anche i ritiri degli importatori in Italia (-0,22 miliardi di metri cubi, -6,4%).

Le vendite di **energia elettrica** di 9,17 TWh nel terzo trimestre 2016 sono in aumento dell'1,9% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (27,26 TWh, +5,6% nei nove mesi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti.

Refining & Marketing e Chimica

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15	RISULTATI	(€ milioni)	Novembre		
2015	2016	2016				2015	2016	Var. %
5.710	4.829	4.910	(14,0)	Ricavi della gestione caratteristica		17.761	13.608	(23,4)
(256)	315	192	..	Utile (perdita) operativo		(37)	555	..
594	(215)	(73)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		310	(225)	
(3)	56	56		Esclusione special item:		288	178	
32	44	19		- oneri ambientali		112	86	
25	21	30		- svalutazioni		95	64	
(3)	(4)	(1)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(8)	(5)	
(14)		1		- accantonamenti a fondo rischi		(7)	1	
1		1		- oneri per incentivazione all'esodo		1	5	
(60)	(12)	(3)		- derivati su commodity		57	11	
(1)		1		- differenze e derivati su cambi		11	(2)	
17	7	8		- altro		27	18	
335	156	175	(47,8)	Utile (perdita) operativo adjusted		561	508	(9,4)
163	44	100	(38,7)	- Refining & Marketing		294	210	(28,6)
172	112	75	(56,4)	- Chimica		267	298	11,6
3	(1)			Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)		
		3		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		38	23	
(87)	(51)	(57)		Imposte sul reddito ^(a)		(172)	(162)	
25,7	32,9	32,0		Tax rate (%)		28,8	30,5	
251	104	121	(51,8)	Utile (perdita) netto adjusted		426	369	(13,4)
131	127	149	13,7	Investimenti tecnici		386	361	(6,5)
				Margine di raffinazione				
10,0	4,6	3,3	(66,9)	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	8,9	4,0	(54,7)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,84	5,48	5,76	(1,4)	Lavorazioni complessive in Italia		17,39	16,50	(5,1)
6,51	6,19	6,46	(0,8)	Lavorazioni in conto proprio		20,01	18,55	(7,3)
5,75	5,48	5,71	(0,7)	- Italia		17,07	16,39	(4,0)
0,76	0,71	0,75	(1,3)	- Resto d'Europa		2,94	2,16	(26,5)
0,05	0,05	0,06	20,0	Lavorazioni green		0,14	0,15	7,1
2,35	2,21	2,30	(2,1)	Vendite Rete Europa		6,70	6,51	(2,8)
1,58	1,50	1,59	0,6	- Italia		4,45	4,46	0,2
0,77	0,71	0,71	(7,8)	- Resto d'Europa		2,25	2,05	(8,9)
3,06	2,81	3,06		Vendite extrarete Europa		8,81	8,42	(4,4)
2,16	2,01	2,23	3,2	- Italia		5,85	6,08	3,9
0,90	0,80	0,83	(7,8)	- Resto d'Europa		2,96	2,34	(20,9)
0,11	0,10	0,12	9,1	Vendite extrarete mercati extra europei		0,32	0,32	
1.520	1.460	1.412	(7,1)	Produzioni prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	4.265	4.310	1,1
1.240	1.083	1.012	(18,4)	Vendite prodotti petrolchimici	(€ milioni)	3.610	3.114	(13,7)

(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 2016** il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €175 milioni in calo di €160 milioni rispetto al terzo trimestre 2015 (-48%).

Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €100 milioni con una riduzione di €63 milioni rispetto al terzo trimestre 2015 (-39%) dovuta principalmente all'attività di raffinazione che è stata penalizzata dallo scenario margini sfavorevole (-67% il riferimento SERM che passa da 10 \$/bl nel trimestre 2015 a 3,3 \$/bl nel terzo trimestre 2016) e dalla minore disponibilità di greggio della Val d'Agri con conseguente disottimizzazione del circuito. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza degli impianti e dal miglioramento dei differenziali tra greggi pesanti e i leggeri. Migliorato il margine di break-even della raffinazione a 4,2 \$/bl medio annuo, rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl. I risultati del marketing hanno registrato una flessione principalmente a causa di minori margini nel segmento wholesale per maggiore pressione competitiva.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €75 milioni con una riduzione di €97 milioni rispetto al trimestre 2015 a causa del peggioramento generalizzato dello scenario commodity con la flessione del margine del cracker, del polietilene e degli stirenici. I volumi di vendita hanno registrato

una flessione di circa il 18% a causa della debolezza della domanda, pressione competitiva e minore disponibilità di prodotto per fermate non programmate.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €56 milioni (€178 milioni nei nove mesi 2016) riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€30 milioni e €64 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi), all'accantonamento di oneri ambientali (€19 milioni e €86 milioni rispettivamente nei due reporting period), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €3 milioni nel trimestre; oneri di €11 milioni nei nove mesi) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'utile netto adjusted del terzo trimestre 2016 di €121 milioni evidenzia una riduzione di €130 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto del peggioramento della performance operativa.

Nei **nove mesi 2016** il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €508 milioni che rappresenta un peggioramento di €53 milioni rispetto ai nove mesi 2015. L'utile netto adjusted di €369 milioni diminuisce di €57 milioni. I driver di risultato sono gli stessi evidenziati nel trimestre.

Andamento operativo

Nel terzo trimestre 2016 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha più che dimezzato il suo valore a 3,3 \$/barile (-67% rispetto a 10 \$/bl del trimestre 2015; nei nove mesi 2016 a 4,0 \$/bl, in calo del 55% rispetto a 8,9 \$/bl del periodo di confronto) per effetto dell'indebolimento dei differenziali di diesel e benzina.

In tale contesto le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,46 milioni di tonnellate, in leggera riduzione dello 0,8% a causa dell'indisponibilità di greggio della Val d'Agri per la raffineria di Taranto i cui effetti sono stati compensati dalle maggiori lavorazioni di Sannazzaro e Milazzo. Le lavorazioni dei nove mesi sono state di 18,55 milioni di tonnellate con una flessione del 7,3%; a perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, la riduzione nei nove mesi si attesta al 3,8%.

I **volumi di lavorazione di materia prima vegetale** per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia evidenziano un incremento del 7% nei nove mesi.

Le **vendite rete in Italia** pari a 1,59 milioni di tonnellate del trimestre (4,46 milioni di tonnellate nei nove mesi) sono sostanzialmente in linea in uno scenario che vede la domanda interrompere il trend discendente dopo anni di calo e in un contesto di forte pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,8% (24,6% nel terzo trimestre 2015). In aumento le vendite sulla rete di proprietà e su quella convenzionata, che compensano la riduzione dei volumi sul segmento autostradale.

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,23 milioni di tonnellate sono in crescita, +3,2%, rispetto al terzo trimestre 2015 (6,08 milioni di tonnellate, +3,9% rispetto ai nove mesi 2015) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, bitumi e benzine in parte compensati dalle minori vendite di gasolio e bunker.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono diminuite rispetto ai periodi di confronto per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del 2016. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Francia in entrambi i segmenti di mercato.

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1,41 milioni di tonnellate sono in riduzione del 7,1% essenzialmente per effetto del calo della domanda di stirenici e delle fermate non programmate. Nei nove mesi le produzioni pari a 4,31 milioni di tonnellate sono in crescita dell'1,1%.

Conto economico

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		Nove mesi		
					2015	2016	Var. %
16.014	13.416	13.118	(18,1)	Ricavi della gestione caratteristica	57.331	39.878	(30,4)
31	295	440	..	Altri ricavi e proventi	700	942	34,6
(13.461)	(11.505)	(11.351)	15,7	Costi operativi	(46.751)	(34.315)	26,6
(82)	118	(76)	7,3	Altri proventi e oneri operativi	(380)	(75)	80,3
(2.252)	(2.018)	(1.922)	14,7	Ammortamenti e svalutazioni	(7.086)	(5.775)	18,5
(2)	(86)	(17)	..	Radiazioni	(191)	(138)	27,7
248	220	192	(22,6)	Utile (perdita) operativo	3.623	517	(85,7)
(243)	(153)	(273)	(12,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(806)	(561)	30,4
44	58	(178)	..	Proventi (oneri) su partecipazioni	496	(100)	..
49	125	(259)	..	Utile (perdita) prima delle imposte	3.313	(144)	..
(792)	(569)	(302)	61,9	Imposte sul reddito	(2.557)	(1.241)	51,5
..	Tax rate (%)	77,2
(743)	(444)	(561)	24,5	Utile (perdita) netto - continuing operations	756	(1.385)	..
(7)	Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.305)	(413)	68,4
(750)	(444)	(561)	25,2	Utile (perdita) netto	(549)	(1.798)	..
(790)	(446)	(562)	28,9	Di competenza azionisti Eni	(55)	(1.804)	..
(783)	(446)	(562)	28,2	- continuing operations	502	(1.391)	..
(7)	- discontinued operations	(557)	(413)	25,9
40	2	1	(97,5)	Interessenze di terzi	(494)	6	..
40	2	1	(97,5)	- continuing operations	254	6	(97,6)
..	- discontinued operations	(748)
(783)	(446)	(562)	28,2	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	502	(1.391)	..
332	(123)	(59)	..	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	373	42	..
397	252	137	..	Esclusione special item	526	550	..
(54)	(317)	(484)	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	1.401	(799)	..
(73)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(297)
(127)	(317)	(484)	..	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone^(a)	1.104	(799)	..

(a) Indicatori alternativi di performance. Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino, gli special item e l'effetto delle transazioni intercompany con le discontinued operations, vedi pagine seguenti.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

Utile operativo adjusted, utile netto adjusted e flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 utilizzati per il confronto, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dell'IFRS 5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo della Saipem (in fase di dismissione al 31 dicembre 2015) alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa netto da attività operativa standalone.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato 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.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto

tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e 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.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazioni di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

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

(€ milioni)

III trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	559	(325)	192	(167)	(67)	192
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(12)	(73)		(2)	(87)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			19	45		64
svalutazioni			30	3		33
plusvalenze nette su cessione di asset		1	(1)			
accantonamenti a fondo rischi	106		1			107
oneri per incentivazione all'esodo	1		1	1		3
derivati su commodity	4	(34)	(3)			(33)
differenze e derivati su cambi	(27)	(12)	1			(38)
altro	1	8	8			17
Special item dell'utile (perdita) operativo	85	(37)	56	49		153
Utile (perdita) operativo adjusted	644	(374)	175	(118)	(69)	258
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(63)	3		(175)		(235)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(46)	(10)	3	(13)		(66)
Imposte sul reddito ^(a)	(548)	79	(57)	64	22	(440)
Tax rate (%)	32,0			..
Utile (perdita) netto adjusted	(13)	(302)	121	(242)	(47)	(483)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(484)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(562)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(59)
Esclusione special item						137
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(484)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standardone
							GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Intragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	863	(577)	(256)	(62)	153	102	223	(153)	178	25	248		70
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(43)	594			(65)	486				486		486
Esclusione special item:													
oneri ambientali			32				32				32		32
svalutazioni	1	(2)	25	6			30				30		30
plusvalenze nette su cessione di asset	(37)		(3)	(1)	1		(40)	(1)		(1)	(41)		(41)
accantonamenti a fondo rischi		94	(14)	(11)			69				69		69
oneri per incentivazione all'esodo	6	4	1	(1)	2		12	(2)		(2)	10		10
derivati su commodity	(5)	(68)	(60)		(1)		(134)	1	(1)		(134)		(133)
differenze e derivati su cambi	12	9	(1)				20				20		20
altro	79	114	17	13	(7)		216	7		7	223		223
Special item dell'utile (perdita) operativo	56	151	(3)	6	(5)		205	5	(1)	4	209		210
Utile (perdita) operativo adjusted	919	(469)	335	(56)	148	37	914	(148)	177	29	943	(177)	766
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(70)	1	3	(144)	(1)		(211)	1	8	9	(202)		(210)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	6	(10)		18	(10)		4	10		10	14		14
Imposte sul reddito ^(a)	(763)	124	(87)	20	(63)	(9)	(778)	63	(15)	48	(730)		(715)
Tax rate (%)	89,2	..	25,7				..				96,7		..
Utile (perdita) netto adjusted	92	(354)	251	(162)	74	28	(71)	(74)	170	96	25	(170)	(145)
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							24			55	79	(61)	18
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(95)			41	(54)	(73)	(127)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(790)		7	(783)			(783)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							332				332		332
Esclusione special item							363		34		397		397
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(73)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(95)		41	(54)			(127)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	847	(396)	555	(427)	(62)	517		517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		146	(225)		141	62		62
Esclusione special item:								
oneri ambientali			86	79		165		165
svalutazioni	105		64	12		181		181
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(5)			(4)		(4)
accantonamenti a fondo rischi	106		1	1		108		108
oneri per incentivazione all'esodo	5	1	5	3		14		14
derivati su commodity	19	(178)	11			(148)		(148)
differenze e derivati su cambi	(2)	(52)	(2)			(56)		(56)
altro	6	161	18	(2)		183		183
Special item dell'utile (perdita) operativo	247	(68)	178	93		450		450
Utile (perdita) operativo adjusted	1.094	(318)	508	(334)	79	1.029		1.029
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(178)	7		(330)		(501)		(501)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(9)	(12)	23	(10)		(8)		(8)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.258)	24	(162)	107	(24)	(1.313)		(1.313)
Tax rate (%)	30,5		
Utile (perdita) netto adjusted	(351)	(299)	369	(567)	55	(793)		(793)
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						6		6
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(799)		(799)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.804)	413	(1.391)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						42		42
Esclusione special item						963	(413)	550
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(799)		(799)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standardone
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Intragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	3.737	(364)	(37)	(348)	(635)	(80)	2.273	635	715	1.350	3.623		2.908
Esclusione (utile) perdita di magazzino		36	310				545				545		545
Esclusione special item:													
oneri ambientali			112	64			176				176		176
svalutazioni	112	15	95	10	211		443	(211)	(211)		232		232
plusvalenze nette su cessione di asset	(366)		(8)	(2)	1		(375)	(1)	(1)		(376)		(376)
accantonamenti a fondo rischi		94	(7)	(9)			78				78		78
oneri per incentivazione all'esodo	16	7	1		4		28	(4)	(4)		24		24
derivati su commodity	26	(54)	57		(6)		23	6	(6)		23		29
differenze e derivati su cambi	(8)	(16)	11				(13)				(13)		(13)
altro	67	138	27	17	(7)		242	7	7		249		249
Special item dell'utile (perdita) operativo	(153)	184	288	80	203		602	(203)	(6)	(209)	393		399
Utile (perdita) operativo adjusted	3.584	(144)	561	(268)	(432)	119	3.420	432	709	1.141	4.561	(709)	3.852
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(200)	6	(1)	(446)	(4)		(645)	4	22	26	(619)		(641)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	154	(7)	38	291	(20)		456	20	20		476		476
Imposte sul reddito ^(a)	(2.574)	13	(172)	119	(76)	(32)	(2.722)	76	(41)	35	(2.687)		(2.646)
Tax rate (%)	72,8	..	28,8				84,2				60,8		71,8
Utile (perdita) netto adjusted	964	(132)	426	(304)	(532)	87	509	532	690	1.222	1.731	(690)	1.041
<i>di cui:</i>													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							(366)		696	330	(393)		(63)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							875		526	1.401	(297)		1.104
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(55)		557	502			502
Esclusione (utile) perdita di magazzino							373			373			373
Esclusione special item							557		(31)	526			526
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(297)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							875		526	1.401			1.104

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	194	(154)	315	(162)	27	220
Esclusione (utile) perdita di magazzino		30	(215)		5	(180)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			44	34		78
svalutazioni	105		21	5		131
plusvalenze nette su cessione di asset	1	(1)	(4)			(4)
accantonamenti a fondo rischi				1		1
oneri per incentivazione all'esodo	3	1				4
derivati su commodity	11	(247)	(12)			(248)
differenze e derivati su cambi	25	(1)				24
altro	16	143	7	(4)		162
Special item dell'utile (perdita) operativo	161	(105)	56	36		148
Utile (perdita) operativo adjusted	355	(229)	156	(126)	32	188
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	2	(1)	(121)		(177)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	33	(7)		10		36
Imposte sul reddito ^(a)	(403)	73	(51)	27	(8)	(362)
Tax rate (%)	32,9			..
Utile (perdita) netto adjusted	(72)	(161)	104	(210)	24	(315)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(317)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(446)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(123)
Esclusione special item						252
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(317)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
1.877	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.431	4.425
(83)			Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	(240)	
1.794	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone	8.191	4.425

Analisi degli special item

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
32	78	64	Oneri ambientali	176	165
30	131	33	Svalutazioni	443	181
			Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		7
(40)	(4)		Plusvalenze nette su cessione di asset	(375)	(4)
69	1	107	Accantonamenti a fondo rischi	78	108
12	4	3	Oneri per incentivazione all'esodo	28	14
(134)	(248)	(33)	Derivati su commodity	23	(148)
20	24	(38)	Differenze e derivati su cambi	(13)	(56)
216	162	17	Altro	242	183
205	148	153	Special item dell'utile (perdita) operativo	602	450
(54)	(24)	38	Oneri (proventi) finanziari	87	110
			<i>di cui:</i>		
(20)	(24)	38	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	13	56
(30)	(22)	112	Oneri (proventi) su partecipazioni	(33)	455
			<i>di cui:</i>		
(30)	(7)	(45)	- plusvalenze da cessione	(33)	(52)
	8	108	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		481
226	150	(166)	Imposte sul reddito	29	(52)
			<i>di cui:</i>		
	149	(101)	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		48
226	1	(65)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	29	(100)
347	252	137	Totale special item dell'utile (perdita) netto	685	963
			<i>di competenza:</i>		
(16)			- interessenze di terzi	128	
363	252	137	- azionisti Eni	557	963

Analisi delle principali voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		Nove mesi		
					2015	2016	Var. %
5.047	3.887	3.991	(20,9)	Exploration & Production	16.459	11.234	(31,7)
10.851	9.734	9.141	(15,8)	Gas & Power	41.487	28.905	(30,3)
5.710	4.829	4.910	(14,0)	Refining & Marketing e Chimica	17.761	13.608	(23,4)
4.584	3.886	3.989	(13,0)	- Refining & Marketing	14.583	10.791	(26,0)
1.240	1.083	1.012	(18,4)	- Chimica	3.610	3.114	(13,7)
(114)	(140)	(91)		- Elisioni	(432)	(297)	
373	319	323	(13,4)	Corporate e altre attività	1.077	952	(11,6)
81				Effetto eliminazione utili interni	206		
(6.048)	(5.353)	(5.247)		Elisioni di consolidamento	(19.659)	(14.821)	
16.014	13.416	13.118	(18,1)		57.331	39.878	(30,4)

Costi operativi

(€ milioni)					Nove mesi		
III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		2015	2016	Var. %
12.667	10.769	10.642	(16,0)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	44.364	32.062	(27,7)
101	79	171		<i>di cui: altri special item</i>	254	273	
794	736	709	(10,7)	Costo lavoro	2.387	2.253	(5,6)
10	11	3		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	24	14	
13.461	11.505	11.351	(15,7)		46.751	34.315	(26,6)

Ammortamenti, svalutazioni e radiazioni

(€ milioni)					Nove mesi		
III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		2015	2016	Var. %
2.006	1.699	1.692	(15,7)	Exploration & Production	6.213	5.015	(19,3)
90	88	88	(2,2)	Gas & Power	266	262	(1,5)
115	89	98	(14,8)	Refining & Marketing e Chimica	340	283	(16,8)
86	87	89	3,5	- Refining & Marketing	259	264	1,9
29	2	9	(69,0)	- Chimica	81	19	(76,5)
19	18	18	(5,3)	Corporate e altre attività	56	55	(1,8)
(8)	(7)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(21)	(21)	
2.222	1.887	1.889	(15,0)	Ammortamenti	6.854	5.594	(18,4)
30	131	33	10,0	Svalutazioni	232	181	(22,0)
2.252	2.018	1.922	(14,7)	Ammortamenti e svalutazioni	7.086	5.775	(18,5)
2	86	17	..	Radiazioni	191	138	(27,7)
2.254	2.104	1.939	(14,0)		7.277	5.913	(18,7)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
Nove mesi 2016	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(63)	27		(91)	(127)
Dividendi	49		21	7	77
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	1		13	(32)	(18)
Altri proventi (oneri) netti		(9)		(23)	(32)
	(13)	18	34	(139)	(100)

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. 2015	30 giu. 2016	30 sett. 2016	Var.ass. vs. 31 dic. 2015	Var.ass. vs. 30 giu. 2016
Debiti finanziari e obbligazionari	27.793	25.788	27.579	(214)	1.791
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.396	4.654	4.694	(3.702)	40
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.397	21.134	22.885	3.488	1.751
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.209)	(5.099)	(4.802)	407	297
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.028)	(6.351)	(6.321)	(1.293)	30
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(685)	(524)	(448)	237	76
Indebitamento finanziario netto	16.871	13.814	16.008	(863)	2.194
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.409	52.303	50.144	(7.265)	(2.159)
Leverage	0,29	0,26	0,32	0,03	0,06

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 2016

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2016 ^(a)
Eni SpA	3.697
Eni Finance International SA	101
	3.798

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

Prestiti obbligazionari emessi nei nove mesi 2016 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2016 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	900	EUR	891	2024	fisso	0,625
Eni SpA	800	EUR	793	2028	fisso	1,625
Eni SpA	700	EUR	698	2022	fisso	0,750
Eni SpA	600	EUR	592	2028	fisso	1,125
Eni SpA	400	EUR	383	2022	convertibile	
	3.400		3.357			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

1 Gen. 2015		31 Dic. 2015	30 Giu. 2016	30 Sett. 2016
ATTIVITÀ				
Attività correnti				
6.614	Disponibilità liquide ed equivalenti	5.209	5.099	4.802
5.024	Attività finanziarie destinate al trading	5.028	5.989	5.968
257	Attività finanziarie disponibili per la vendita	282	362	353
28.601	Crediti commerciali e altri crediti	21.640	20.019	18.860
7.555	Rimanenze	4.579	4.413	4.558
762	Attività per imposte sul reddito correnti	360	464	381
1.209	Attività per altre imposte correnti	630	483	434
4.385	Altre attività correnti	3.642	2.693	2.118
54.407		41.370	39.522	37.474
Attività non correnti				
75.991	Immobili, impianti e macchinari	68.005	67.826	67.882
1.581	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	1.037	1.044
4.420	Attività immateriali	3.034	2.882	2.835
3.172	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.853	4.444	4.157
2.015	Altre partecipazioni	660	283	285
1.042	Altre attività finanziarie	1.026	1.005	1.006
4.509	Attività per imposte anticipate	3.853	3.663	3.683
2.773	Altre attività non correnti	1.758	1.580	1.609
95.503		82.098	82.720	82.501
456	Discontinued operations e attività destinate alla vendita	15.533	99	13
150.366	TOTALE ATTIVITÀ	139.001	122.341	119.988
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO				
Passività correnti				
2.716	Passività finanziarie a breve termine	5.720	3.706	3.918
3.859	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.676	948	776
23.703	Debiti commerciali e altri debiti	14.942	15.273	14.581
534	Passività per imposte sul reddito correnti	431	401	361
1.873	Passività per altre imposte correnti	1.454	1.768	1.473
4.489	Altre passività correnti	4.712	3.151	2.480
37.174		29.935	25.247	23.589
Passività non correnti				
19.316	Passività finanziarie a lungo termine	19.397	21.134	22.885
15.882	Fondi per rischi e oneri	15.375	13.952	14.127
1.313	Fondi per benefici ai dipendenti	1.123	1.030	1.018
8.590	Passività per imposte differite	7.425	6.890	6.510
2.285	Altre passività non correnti	1.852	1.761	1.713
47.386		45.172	44.767	46.253
165	Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	6.485	24	2
84.725	TOTALE PASSIVITÀ	81.592	70.038	69.844
PATRIMONIO NETTO				
2.455	Interessenze di terzi	1.916	46	48
Patrimonio netto di Eni:				
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
(284)	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(474)	(152)	(110)
60.763	Altre riserve	62.761	50.227	50.026
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
(2.020)	Acconto sul dividendo	(1.440)		(1.440)
1.303	Utile (perdita) netto	(8.778)	(1.242)	(1.804)
63.186	Totale patrimonio netto di Eni	55.493	52.257	50.096
65.641	TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.409	52.303	50.144
150.366	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.001	122.341	119.988

CONTO ECONOMICO

(€milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
			RICAVI		
16.014	13.416	13.118	Ricavi della gestione caratteristica	57.331	39.878
31	295	440	Altri ricavi e proventi	700	942
16.045	13.711	13.558	Totale ricavi	58.031	40.820
			COSTI OPERATIVI		
12.667	10.769	10.642	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	44.364	32.062
794	736	709	Costo lavoro	2.387	2.253
(82)	118	(76)	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(380)	(75)
2.252	2.018	1.922	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	7.086	5.775
2	86	17	RADIAZIONI	191	138
248	220	192	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	3.623	517
			PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.227	1.357	762	Proventi finanziari	7.112	3.952
(1.754)	(1.343)	(892)	Oneri finanziari	(8.113)	(4.312)
(5)	(16)	(36)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	12	(89)
289	(151)	(107)	Strumenti finanziari derivati	183	(112)
(243)	(153)	(273)		(806)	(561)
			PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(56)	26	(208)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(11)	(127)
100	32	30	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	507	27
44	58	(178)		496	(100)
49	125	(259)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.313	(144)
(792)	(569)	(302)	Imposte sul reddito	(2.557)	(1.241)
(743)	(444)	(561)	Utile (perdita) netto - continuing operations	756	(1.385)
(7)			Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.305)	(413)
(750)	(444)	(561)	Utile (perdita) netto	(549)	(1.798)
			Di competenza Azionisti Eni:		
(783)	(446)	(562)	- continuing operations	502	(1.391)
(7)			- discontinued operations	(557)	(413)
(790)	(446)	(562)		(55)	(1.804)
			Interessenze di terzi		
40	2	1	- continuing operations	254	6
40	2	1	- discontinued operations	(748)	
				(494)	6
			Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(0,22)	(0,12)	(0,16)	- semplice	(0,02)	(0,50)
(0,22)	(0,12)	(0,16)	- diluito	(0,02)	(0,50)
			Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€per azione)		
(0,21)	(0,12)	(0,16)	- semplice	0,14	(0,39)
(0,21)	(0,12)	(0,16)	- diluito	0,14	(0,39)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	Nove mesi	
	2015	2016
Utile (perdita) netto dell'esercizio	(549)	(1.798)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	3.533	(1.093)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(17)	492
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(2)	
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(8)	44
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	7	(128)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	3.513	(685)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	2.964	(2.483)
di competenza:		
Azionisti Eni	3.393	(2.489)
- continuing operations	3.904	(2.076)
- discontinued operations	(511)	(413)
Interessenze di terzi	(429)	6
- continuing operations	255	6
- discontinued operations	(684)	

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1 gennaio 2015	65.641
Totale utile (perdita) complessivo	2.964
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(21)
Altre variazioni	(7)
Totale variazioni	(521)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2015	65.120
di competenza:	
- azionisti Eni	63.101
- interessenze di terzi	2.019

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2015	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	(2.483)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Altre variazioni	(26)
Totale variazioni	(7.265)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2016	50.144
di competenza:	
- azionisti Eni	50.096
- interessenze di terzi	48

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
(743)	(444)	(561)	Utile (perdita) netto - continuing operations	756	(1.385)
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.252	2.018	1.922	Ammortamenti e svalutazioni	7.086	5.775
2	86	17	Radiazioni	191	138
56	(26)	208	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	11	127
(99)	(9)	(10)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(441)	(37)
(59)	(33)	(22)	Dividendi	(282)	(77)
(39)	(52)	(48)	Interessi attivi	(122)	(168)
157	159	165	Interessi passivi	493	484
792	569	302	Imposte sul reddito	2.557	1.241
152	(119)	20	Altre variazioni	104	(29)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(46)	(500)	(158)	- rimanenze	473	(128)
2.330	1.726	397	- crediti commerciali	3.941	1.934
(1.424)	(53)	(292)	- debiti commerciali	(2.474)	(332)
27	123	190	- fondi per rischi e oneri	(278)	(763)
(520)	(750)	(252)	- altre attività e passività	(22)	(54)
367	546	(115)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>1.640</i>	<i>657</i>
23	1	14	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	11	22
59	82	42	Dividendi incassati	324	129
31	22	23	Interessi incassati	55	90
(139)	(168)	(26)	Interessi pagati	(540)	(420)
(935)	(902)	(606)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(3.412)	(2.122)
1.877	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.431	4.425
(234)			Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.245)	
1.643	1.730	1.325	Flusso di cassa netto da attività operativa	7.186	4.425
			Investimenti:		
(2.326)	(2.406)	(2.035)	- attività materiali	(8.384)	(6.882)
(23)	(18)	(16)	- attività immateriali	(67)	(48)
(63)	(28)	(6)	- partecipazioni	(171)	(1.158)
(32)	(1.155)	(58)	- titoli	(130)	(1.283)
(125)	(338)	(316)	- crediti finanziari	(567)	(940)
(274)	103	(81)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(436)	(50)
(2.843)	(3.842)	(2.512)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(9.755)</i>	<i>(10.361)</i>
			Disinvestimenti:		
13	8	3	- attività materiali	421	12
28			- attività immateriali	32	
38	11	53	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	71	527
182	127	14	- partecipazioni	381	482
1		9	- titoli	11	16
102	579	370	- crediti finanziari	375	7.286
65	19		- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	133	51
429	744	449	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>1.424</i>	<i>8.374</i>
(2.414)	(3.098)	(2.063)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(8.331)	(1.987)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
985	1.892	1.827	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.989	3.930
(88)	(120)	(211)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.854)	(2.180)
1.272	108	238	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	3.197	(1.718)
2.169	1.880	1.854		3.332	32
			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	
(1.417)	(1.440)	(1.408)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.434)	(2.848)
(18)	(4)		Dividendi pagati ad altri azionisti	(21)	(4)
734	436	446	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(122)	(2.820)
	(1)		Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(2)	(1)
3	3	(5)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	87	(24)
(34)	(930)	(297)	Flusso di cassa netto del periodo	(1.182)	(407)
5.466	6.029	5.099	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	6.614	5.209
5.432	5.099	4.802	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.432	4.802

(*) 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:

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
52	(788)	30	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	77	5.229

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016		Nove mesi	
				2015	2016
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
37	7	26	Attività correnti	44	6.526
106	9	64	Attività non correnti	125	8.614
(60)	(2)	(23)	Indebitamento finanziario netto	(77)	(5.415)
(39)	(7)	(24)	Passività correnti e non correnti	(45)	(6.334)
44	7	43	Effetto netto dei disinvestimenti	47	3.391
(34)		7	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(34)	7
			Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)
33	5	7	Plusvalenza per disinvestimenti	64	12
			Interessenza di terzi		(1.872)
43	12	57	Totale prezzo di vendita	77	532
			a dedurre:		
(5)	(1)	(4)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	(5)
38	11	53	Flusso di cassa dei disinvestimenti	71	527

Investimenti tecnici

(€ milioni)					Nove mesi		
III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		2015	2016	Var. %
2.185	2.326	1.919	(12,2)	Exploration & Production	7.980	6.542	(18,0)
				- acquisto di riserve proved e unproved		2	
66	59	45	(31,8)	- costi geologici e geofisici	201	159	(20,9)
180	80	113	(37,2)	- ricerca esplorativa	492	283	(42,5)
1.923	2.171	1.752	(8,9)	- sviluppo	7.244	6.045	(16,6)
16	16	9	(43,8)	- altro	43	53	23,3
36	22	23	(36,1)	Gas & Power	80	67	(16,3)
131	127	149	13,7	Refining & Marketing e Chimica	386	361	(6,5)
17	11	9	(47,1)	Corporate e altre attività	32	29	(9,4)
(93)	(3)	(4)		Elisioni di consolidamento	(233)	90	
2.276	2.483	2.096	(7,9)	Investimenti tecnici - continuing operations	8.245	7.089	(14,0)
66	59	45	(31,8)	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	201	159	(20,9)
2.210	2.424	2.051	(7,2)	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	8.044	6.930	(13,8)

Nei nove mesi 2016 gli investimenti tecnici di €6.930 milioni (€8.044 milioni nei nove mesi 2015) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.045 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, Indonesia, Iraq, Norvegia e Ghana, e le attività di ricerca esplorativa (€283 milioni) in particolare in Egitto, Libia e Angola;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€180 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€57 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€41 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€20 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016			Nove mesi	
					2015	2016
1.703	1.715	1.710	Produzione di idrocarburi ^(a) ^(b)	(migliaia di boe/giorno)	1.718	1.726
168	96	125	Italia		169	125
182	188	187	Resto d'Europa		183	188
647	651	638	Africa Settentrionale		655	635
336	350	330	Africa Sub-Sahariana		340	341
82	90	103	Kazakhstan		93	104
117	141	133	Resto dell'Asia		113	135
148	174	171	America		139	174
23	25	23	Australia e Oceania		26	24
149,8	147,5	148,5	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	447,9	447,5

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016			Nove mesi	
					2015	2016
868	852	864	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	877	869
71	19	42	Italia		69	40
83	99	108	Resto d'Europa		85	99
261	248	242	Africa Settentrionale		266	245
254	259	239	Africa Sub-Sahariana		255	253
49	49	64	Kazakhstan		55	60
58	92	85	Resto dell'Asia		54	86
88	83	81	America		88	83
4	3	3	Australia e Oceania		5	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016			Nove mesi	
					2015	2016
130	133	131	Produzione di gas naturale ^(a) ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	131	133
15	12	13	Italia		16	13
16	14	12	Resto d'Europa		15	14
60	62	61	Africa Settentrionale		61	60
13	14	14	Africa Sub-Sahariana		13	14
5	6	6	Kazakhstan		6	7
9	8	8	Resto dell'Asia		9	8
9	14	14	America		8	14
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 (13,1 e 11 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2016 e 2015, rispettivamente, 12,8 e 11,1 milioni di metri cubi nei nove mesi 2016 e 2015, rispettivamente e 13,2 nel secondo trimestre 2016).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

III trim. 2015	II trim. 2016	III trim. 2016	Var. % III trim. 16 vs 15		Nove mesi		
					2015	2016	Var. %
7,82	8,63	8,76	12,0	ITALIA	28,93	28,18	(2,6)
0,50	0,56	0,40	(20,0)	- Grossisti	2,83	2,57	(9,2)
3,89	4,67	4,94	27,0	- PSV e borsa	12,90	13,16	2,0
1,11	1,15	1,06	(4,5)	- Industriali	3,62	3,35	(7,5)
0,23	0,35	0,27	17,4	- PMI e terziario	1,15	1,28	11,3
0,28	0,09	0,22	(21,4)	- Termoelettrici	0,72	0,52	(27,8)
0,30	0,50	0,27	(10,0)	- Residenziali	3,38	2,86	(15,4)
1,51	1,31	1,60	6,0	- Autoconsumi	4,33	4,44	2,5
12,67	12,52	11,25	(11,2)	VENDITE INTERNAZIONALI	39,57	37,08	(6,3)
10,08	10,64	9,07	(10,0)	Resto d'Europa	32,53	31,01	(4,7)
1,20	0,99	1,10	(8,3)	- Importatori in Italia	3,44	3,22	(6,4)
8,88	9,65	7,97	(10,2)	- Mercati europei	29,09	27,79	(4,5)
1,26	1,07	1,31	4,0	<i>Penisola Iberica</i>	3,85	3,76	(2,3)
2,29	2,81	1,79	(21,8)	<i>Germania/Austria</i>	4,86	5,97	22,8
1,68	2,19	1,48	(11,9)	<i>Benelux</i>	6,20	5,80	(6,5)
0,10	0,14	0,06	(40,0)	<i>Ungheria</i>	1,01	0,93	(7,9)
0,38	0,35	0,34	(10,5)	<i>Regno Unito</i>	1,53	1,06	(30,7)
1,83	1,39	1,50	(18,0)	<i>Turchia</i>	5,70	4,48	(21,4)
1,04	1,68	1,05	1,0	<i>Francia</i>	5,38	4,96	(7,8)
0,30	0,02	0,44	46,7	<i>Altro</i>	0,56	0,83	48,2
1,88	1,21	1,45	(22,9)	Mercati extra europei	4,73	3,86	(18,4)
0,71	0,67	0,73	2,8	E&P in Europa e Golfo del Messico	2,31	2,21	(4,3)
20,49	21,15	20,01	(2,3)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	68,50	65,26	(4,7)