1INFO
DIGITAL SIGN

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

Roma (RM)
29 aprile 2016

Eni: risultati del primo trimestre 2016

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del primo trimestre 2016 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlights e previsioni

- **Crescita produttiva: +3,4% nel trimestre a 1,75 milioni di barili giorno. Confermato il livello produttivo 2016 sostanzialmente in linea con il 2015**
- **Conseguiti 4 avvii rilevanti di produzione, tra cui Goliat nel Mare di Barents, dei 6 previsti a budget. Confermato un contributo da avvii/ramp-up di circa 300 mila boe/g per il 2016**
- **Presa la decisione finale d'investimento del progetto giant Zohr con avvio atteso entro il 2017; approvato dalle Autorità locali il piano di sviluppo di Coral**
- **Esplorazione: scoperti 120 milioni di boe di nuove risorse prevalentemente near-field. Aspettative di eccedere la guidance ad anno intero di 400 milioni di boe di nuove risorse**
- **Ottimizzazione capex: confermata riduzione del 20% degli investimenti 2016 vs 2015 a cambi omogenei**

Valore riserve proved (P1) al 1° gennaio 2016[1] al top dell'industria

- **Valore attuale delle P1 Eni pari a 6 $/bl, il più elevato rispetto al campione delle principali oil major**
- **Valore attuale complessivo delle P1 Eni pari a $41 mld, quarto per dimensione nel peer group, in crescita di due posizioni rispetto alla classifica per volumi di riserve**

Risultati

- **EBIT[2] adjusted positivi in tutti i settori, nonostante lo scenario particolarmente depresso**
- **Continuing operations[3]:**
  - **risultato operativo adjusted su base standalone: €0,47 miliardi (-69%)**
  - **risultato netto adjusted su base standalone: a breakeven**
  - **risultato netto: -€0,8 miliardi**
- **Risultato netto complessivo: -€0,79 miliardi**
- **Cash flow[4]: €1,27 miliardi, -56% rispetto al IQ 2015**
- **Indebitamento finanziario netto a €12,21 miliardi; leverage a 0,23.**

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"**Nel primo trimestre 2016, in uno scenario di acuta debolezza dei prezzi delle commodity, eni ha conseguito importanti risultati nell'esecuzione della strategia di crescita organica, selezione dello spending e incremento dell'efficienza. Le produzioni, in crescita, hanno beneficiato dell'avvio di Goliat e di altri tre nuovi campi; al contempo abbiamo rafforzato le basi per la crescita negli anni successivi grazie alla decisione finale d'investimento nel giant a gas di Zohr, all'approvazione del piano di sviluppo di Coral da parte delle autorità del Mozambico e ai continui successi esplorativi. Stiamo quindi lavorando per promuovere anche nel 2016 importanti volumi di nuove riserve certe, il cui valore unitario già alla fine del 2015 è al top tra le società nostre concorrenti. In termini assoluti deteniamo il quarto portafoglio di riserve certe per valore tra le International Oil Majors, e sono convinto che anche in termini di riserve non ancora accertate il nostro portafoglio, tutto convenzionale ed alimentato da continui successi esplorativi, sia per valore tra i migliori. Anche i settori G&P e R&M hanno ottenuto nel primo quarter risultati positivi pur in un contesto meno favorevole del 2015, beneficiando delle continue azioni di ottimizzazione e di riduzione dei costi. Nel complesso i risultati finanziari e operativi del Gruppo ci consentono di confermare le guidance 2016, con particolare riferimento al contenimento del 20% dei capex, al loro finanziamento organico in uno scenario di 50 dollari e al controllo del leverage, oggi tra i più bassi dell'industria."**

---

[1] Valori tratti dal report "Standardized measure of discounted future net cash flow" del Form 20-F e della Relazione Finanziaria Annuale. Valori del peer group (Exxon, Chevron, Total, Statoil, BP, Shell) tratti dai rispettivi form 20-F o 10-K.

[2] Utile operativo.

[3] Nel presente comunicato stampa i risultati adjusted delle continuing operations qualificati "standalone" escludono oltre alle consuete voci "profit/loss on stock" e special item anche l'effetto dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany verso il settore in fase di dismissione Chimica, rappresentato in base alle disposizioni dello IFRS 5 come "discontinued operations". Una misura di performance analoga è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa anch'esso qualificato "standalone". Per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag 6 e le riconduzioni a pag. 22 e seguenti.

[4] Flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base standalone.

IV trim. 2015	RISULTATI ECONOMICI [a] (€ milioni)	I trim. 2015	2016	Var. %
	Continuing operations:			
715	**Utile (perdita) operativo adjusted [b]**	**1.418**	**73**	**(94,9)**
(487)	**Utile (perdita) netto adjusted [b]**	**454**	**(479)**	**..**
(7.373)	**Utile (perdita) netto**	**617**	**(803)**	**..**
(2,05)	- per azione (€) [c]	0,17	(0,22)	..
(4,49)	- per ADR ($) [c] [d]	0,38	(0,48)	..
(9.017)	**Utile (perdita) netto di Gruppo**	**832**	**(792)**	**..**
(2,50)	- per azione (€) [c]	0,23	(0,22)	..
(5,48)	- per ADR ($) [c] [d]	0,52	(0,48)	..
	Risultati continuing operations su base standalone [b]			
593	**Utile (perdita) operativo adjusted**	**1.503**	**472**	**(68,6)**
(308)	**Utile (perdita) netto adjusted**	**701**	**(77)**	**..**
3.955	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	**2.890**	**1.266**	**(56,2)**

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

(b) Misure di risultato Non-GAAP. Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted e del flusso di cassa, che escludono l'utile/perdita di magazzino, gli special item e l'effetto delle transazioni intercompany con le discontinued operations, vedi pag. 22 e seguenti.

(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.

Cambio di principi contabili

Dal 1° gennaio 2016, ai fini della redazione dei conti consolidati, il management ha adottato l'accounting dello "sforzo coronato da successo" (successful-effort-method – SEM) per la rilevazione dei costi dell'attività di ricerca mineraria. Il SEM è adottato da tutte le principali società oil&gas alle quali Eni si è ulteriormente assimilata a seguito del recente processo di focalizzazione nell'attività upstream. Trattandosi di una modifica di principio contabile su base volontaria, gli effetti del cambiamento sono rilevati retroattivamente come se il nuovo principio fosse stato applicato da sempre. Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods 2015 sono stati omogeneizzati.

Risultati adjusted standalone

Nel primo trimestre 2016 Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** di €0,47 miliardi, in calo del 69% rispetto al primo trimestre 2015 a causa della flessione della E&P (-€1 miliardo) determinata dalla significativa riduzione del prezzo del petrolio (-37%), il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dai minori ammortamenti. I settori G&P e R&M hanno registrato performance positive, pur se in leggera riduzione rispetto al primo trimestre 2015 a causa di effetti scenario e, nel caso di G&P, di minori benefici una tantum delle rinegoziazioni dei contratti di gas e di altri effetti non ricorrenti, nonché dell'effetto climatico sfavorevole; tali impatti sono stati parzialmente assorbiti da riduzioni costi e ottimizzazioni. Complessivamente lo scenario prezzi delle commodity ha penalizzato la performance operativa del trimestre per €1,6 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi d'efficienza per €0,6 miliardi.

Nel trimestre Eni ha registrato un **risultato netto adjusted** in sostanziale pareggio (negativo per €77 milioni) rispetto all'utile netto adjusted delle continuing operations di €0,7 miliardi del primo trimestre 2015. La riduzione è dovuta al calo dell'utile operativo e alla meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari attribuibile principalmente al settore E&P a causa della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo standalone

L'indebitamento finanziario netto[5] al 31 marzo 2016 è pari a €12,21 miliardi con una riduzione di €4,65 miliardi rispetto al 2015 per effetto del closing dell'operazione Saipem che ha comportato il rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5,8 miliardi e l'incasso della cessione della partecipazione del 12,503% a FSI per €0,46 miliardi, nonché un esborso per la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della ex-controllata per €1,07 miliardi. Nel primo trimestre 2016 il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations su base standalone** è stato di €1,27 miliardi, in riduzione del 56% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Gli incassi da dismissioni sono stati €0,81 miliardi e hanno riguardato oltre il 12,503% di Saipem, la residua partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€0,33 miliardi). Tali flussi hanno coperto parte dei fabbisogni relativi agli investimenti tecnici del trimestre (€2,42 miliardi) e all'aumento di capitale sociale di Saipem.

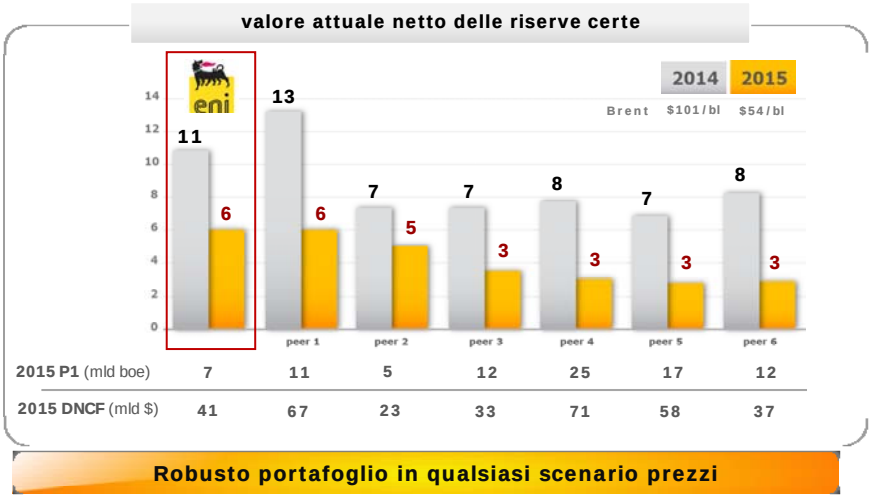
Il leverage[6] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è diminuito a 0,23 al 31 marzo 2016 rispetto a 0,30 al 31 dicembre 2015, per effetto della riduzione dell'indebitamento finanziario netto, in parte compensata dalla flessione del total equity determinata dal risultato d'esercizio, dall'effetto del deconsolidamento delle minority di Saipem, nonché dalla variazione negativa delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (cambio euro/dollari +4,6% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2015 e al 31 marzo 2016).

Valore attuale delle riserve certe di Eni al top dell'industria

Con la pubblicazione degli annual report dei competitor si sono resi disponibili dati informativi che consentono di apprezzare ulteriormente il valore delle riserve certe di Eni che si accentua in termini relativi quando lo scenario petrolifero si indebolisce come quello attuale. I dati del grafico sono tratti dal regulatory filing presso la SEC e riguardano il valore attuale netto delle riserve certe eni e di un panel di riferimento di compagnie oil&gas calcolato in base ai FASB Oil and Gas Disclosures requirements. Due sono le evidenze che si ricavano dal grafico:

- nel 2014 con il brent a $101 il valore attuale delle riserve certe per barile di eni era secondo solo ad una grande compagnia USA
- nel 2015 in presenza di un drastico calo del prezzo del petrolio con il benchmark brent diminuito da $101 a $54/barile il valore unitario delle riserve certe di eni diventa il primo, confermando la robustezza del portafoglio eni tutto convenzionale, a bassi costi operativi e con una rilevante esposizione ai production sharing agreement.

In termini di valore assoluto il nostro portafoglio è il quarto tra i peer superando player con una base di riserve nettamente superiore alla nostra. Questo risultato testimonia la qualità del portafoglio delle riserve Eni e gli effetti delle azioni intraprese per fronteggiare la caduta dei prezzi degli idrocarburi.
Nel futuro il management prevede un ulteriore rafforzamento di Eni secondo questo indice grazie alla promozione di nuove P1 in funzione del progress delle attività di sviluppo delle recenti scoperte.



Fonte: PV-10 "valore attuale netto al tasso di sconto del 10%" pubblicato nei Form 20F e 10K Peers: BP, CVX, RDS, TOT, XOM, STL

[5] Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.
[6] In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. pag. 22 e 27.

Sviluppi di business

Nel marzo 2016 è entrato in produzione il giacimento Goliat, primo sviluppo nel Mare di Barents, nella licenza PL229. L'estrazione del greggio avviene attraverso la più grande e sofisticata unità galleggiante di produzione e stoccaggio cilindrica (FPSO) al mondo. La produzione raggiungerà il target di 100 mila barili/giorno (65 mila in quota Eni). Secondo le stime il giacimento contiene riserve pari a circa 180 milioni di barili di olio.

Assegnata la licenza esplorativa Cape Three Points Block 4, nell'offshore del Ghana. Il nuovo blocco della superficie di circa 1.000 chilometri quadrati e una profondità d'acqua compresa tra 100 e 1.200 metri è localizzato in prossimità del blocco OCTP, anch'esso operato da Eni, e in caso di successo esplorativo beneficerà delle infrastrutture del progetto OCTP in esecuzione.

Firmato in Marocco un accordo con Chariot Oil & Gas per l'acquisizione di una partecipazione (Farm-Out Agreement) nei permessi esplorativi I-VI nella licenza "Rabat Deep Offshore". Eni acquisirà il ruolo di operatore e un interest del 40% nonché diritti di esplorazione su di un'area di circa 11.000 chilometri quadrati e con una profondità d'acqua cha va da 150 a 3.500 metri. L'area è considerata promettente per il rinvenimento di idrocarburi liquidi. L'accordo è subordinato all'autorizzazione da parte delle autorità competenti e ad altre condizioni sospensive.

Sono state assegnate a Eni nell'ambito dell'APA Round 2015 le licenze esplorative PL 128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, PL 816 (Eni 70%, operatore) nel Mare del Nord norvegese, PL 229D (Eni 65%, operatore) e PL 849 (Eni 30%) nel Mare di Barents.

Nel febbraio 2016 le autorità egiziane hanno sanzionato lo sviluppo di Zohr, con avvio atteso entro la fine del 2017. Nel marzo 2016 Eni ha completato la perforazione del pozzo Zohr 2 ed eseguito sullo, stesso, con successo, una prova di produzione che ha confermato la qualità della scoperta.

Nel febbraio 2016 le autorità del Mozambico hanno sanzionato la prima fase dello sviluppo di Coral per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.

Nell'ambito della strategia esplorativa near-field, è stato perforato con successo il pozzo "Nidoco North 1-X" nella concessione in produzione Abu Madi West, nel Delta del Nilo. Entro la prima metà del 2016, con l'ingresso dei nuovi successi esplorativi incrementali, la capacità produttiva salirà fino a oltre 60 mila boe/giorno.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il quadro macroeconomico globale del 2016 evidenzia rischi e incertezze a causa del rallentamento della crescita in molti paesi (in particolare in Cina, nell'Eurozona e nei paesi esportatori di commodity). Il prezzo del petrolio dopo aver toccato a inizio 2016 i valori minimi degli ultimi tredici anni sotto i 30 $/barile ha recuperato il livello di 40 dollari/barile grazie a un certo riassorbimento dell'eccesso di offerta; tuttavia i fondamentali restano deboli e il prezzo rimane esposto a possibili downside dovuti alle incerte prospettive di crescita della domanda energetica a breve e medio termine e all'inazione sul lato offerta da parte dei paesi esportatori. Al fine di contrastare la penalizzazione del risultato operativo e del flusso di cassa atteso della E&P per effetto del debole scenario, il management ha pianificato misure incisive di ottimizzazione degli investimenti e contenimento dei costi operativi facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo della commodity. Nel settore Gas & Power il quadro competitivo si conferma sfidante a causa della debolezza della domanda energetica europea e dell'eccesso d'offerta. Il management intende proseguire la strategia di rinegoziazione dei contratti long-term per allineare le condizioni di fornitura all'evoluzione del mercato nonché massimizzare la redditività nei segmenti high-value (GNL, gas retail e trading). Nel settore Refining & Marketing lo scenario del margine di raffinazione è previsto in flessione rispetto al 2015: in tale contesto le azioni di business si focalizzeranno sulla ottimizzazione dei processi e dei costi di raffineria e sull'incremento della redditività delle attività di marketing.

Di seguito le previsioni del management per il 2016 su produzioni e vendite:
- **produzione di idrocarburi**: confermato un livello produttivo sostanzialmente stabile rispetto al 2015 anche assumendo un'interruzione della produzione in Val d'Agri per l'intero esercizio. Tale evento, i declini di giacimenti maturi e il minore contributo di one-off produttivi saranno complessivamente assorbiti dai ramp-up e dagli avvii di nuovi giacimenti in Norvegia, Egitto, Venezuela, Angola e Congo;
- **vendite di gas**: in un contesto di crescita debole della domanda e di forte pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in flessione in linea con la prevista 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 facendo leva sullo sviluppo di offerte commerciali innovative, sui servizi integrati e sull'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio**: le lavorazioni sono previste in linea con il 2015 escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca completata il 30 aprile 2015;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa**: in un contesto di debole crescita della domanda e forte pressione competitiva, Eni intende mantenere i volumi e la quota di mercato Italia incrementando il valore della base clienti facendo leva sulla differenziazione dell'offerta, l'innovazione di prodotti e dei servizi e l'efficienza nella logistica e nell'attività commerciale.

Nel 2016 il management ha pianificato iniziative di riconfigurazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento, selezione dei temi esplorativi e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni d'investimento con conseguente riduzione attesa dello spending (-20%) a parità di cambio vs. 2015 in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio, senza effetti sul tasso di crescita della produzione che nell'arco di piano è confermato a oltre il 3%.
Leverage entro il limite dello 0,30 grazie al closing dell'operazione Saipem e agli effetti dell'ottimizzazione della gestione industriale e alla gestione di portafoglio che consentiranno di attenuare l'impatto negativo atteso dello scenario.

Il D.Lgs 25/2016, di recepimento della Direttiva Europea 2013/50/UE, in vigore dal 18 marzo 2016, ha eliminato l'obbligo di pubblicazione del resoconto intermedio di gestione. Pertanto il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo 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. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2016 e al primo e quarto trimestre 2015. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 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 primo trimestre 2016 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2015 alla quale si rinvia.

Discontinued operations

Al 31 dicembre 2015 i due segmenti operativi "Chimica" e "I&C", sono stati rappresentati come "discontinued operation" ai sensi dell'IFRS 5 (v. Relazione Finanziaria Annuale 2015 – premessa alle note esplicative).

L'uscita dell'Eni dal segmento I&C si è perfezionata il 22 gennaio 2016 con il closing del contratto di vendita del 12,503% del capitale sociale in mano Eni al Fondo Strategico Italiano (FSI) e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale tra Eni e FSI che ha ridisegnato la corporate governance di Saipem realizzando il controllo congiunto dei due paciscenti sull'entità. In forza di tali accordi Eni ha proceduto a deconsolidare dai propri conti le attività e le passività, i costi e i ricavi della ex-controllata. La partecipazione residua in Saipem del 30,42% è valutata in base al metodo dell'equity accounting con valore di libro iniziale pari al prezzo di borsa delle azioni alla data del closing dell'operazione di compravendita cioè €4,2 per azione rilevando una minusvalenza di conto economico di €441 milioni; tale minusvalenza è stata rilevata nei conti del primo trimestre 2016 nel risultato delle discontinued operations.

Per quanto riguarda il business chimico, Eni ha ricevuto una manifestazione d'interesse da parte di un potenziale buyer di estrazione industriale per rilevare una quota di maggioranza della Versalis, società capofila del ramo chimico Eni, e sono in corso le trattative per arrivare a un accordo per la realizzazione di un piano industriale condiviso.

Come già descritto nella Relazione Finanziaria Annuale 2015, la rappresentazione come "discontinued operations" è stata motivata dalla dismissione da parte di Eni di settori operativi ("major line of business"). In base a tale accounting, i risultati dell'attività in corso di dismissione sono rappresentati separatamente dalle continuing operations e limitatamente ai soli rapporti con terze parti, continuando a essere operate le elisioni delle transazioni intercompany poiché ai fini della redazione dei conti consolidati le società in dismissione rimangono a tutti gli effetti entità controllate di Eni e pertanto incluse nell'area di consolidamento fino al perfezionamento della vendita. Tale modalità di rappresentazione delle attività in fase di dismissione comporta che, in presenza di importanti transazioni tra le discop e le continuing operations, i risultati delle continuing operations non rappresentano la relativa performance come se queste fossero entità stand alone per via dell'elisione degli utili sulle transazioni intercompany. Con riferimento alla Versalis, sono oggetto di elisione i ricavi relativi alla fornitura dei feedstock petroliferi e altre utilities di stabilimento da parte delle società del Gruppo, in particolare del settore Refining & Marketing, al settore chimico Eni. Inoltre dal 1 gennaio 2016 si è proceduto come previsto dallo IFRS 5 al blocco del processo di ammortamento.

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 non saranno più imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati integralmente nell'esercizio di sostenimento, ma saranno 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 giustificarne 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 petrolio e/o gas naturale, i relativi costi esplorativi capitalizzati come unproved asset sono riclassificati come "proved" asset.

Differentemente, continueranno ad essere 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.

Con riferimento all'esercizio 2015, l'adozione del SEM ha comportato un peggioramento dell'utile operativo di €815 milioni (da -€2.781 milioni a -€3.596 milioni) dovuto principalmente a: i) storno ammortamento investimenti di drilling dell'anno (in precedenza capitalizzati e spesati integralmente nello stesso esercizio); ii) rilevazione dei write-off di iniziative esplorative valutate non più perseguibili per ragioni tecniche ed economiche, legali/contrattuali, di capital allocation o di scenario; iii) rilevazione di maggiori svalutazioni di impianti e macchinari a seguito dell'aumento dei valori di libro delle CGU oil&gas per effetto dell' incremento SEM. L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è diminuito da -€7.680 milioni a -€7.969 milioni. Nella determinazione dei risultati adjusted 2015 sono stati valutati come special items i write-off di progetti esplorativi non più economici alla luce della revisione da parte del management dello scenario prezzi delle commodity (€169 milioni pre-tax).

Di seguito si riportano i principali risultati dei comparative periods 2015 oggetto di riesposizione per l'adozione del SEM.

	PUBBLICATO					RIESPOSTO				
(€ milioni)	*I trim. 2015*	*II trim. 2015*	*III trim. 2015*	*IV trim. 2015*	*Esercizio 2015*	*I trim. 2015*	*II trim. 2015*	*III trim. 2015*	*IV trim. 2015*	*Esercizio 2015*
Utile (perdita) operativo continuing operations	1.484	1.164	(421)	(5.008)	**(2.781)**	1.599	1.154	(259)	(6.090)	**(3.596)**
Utile (perdita) operativo E&P	1.298	1.471	701	(3.614)	**(144)**	1.413	1.461	863	(4.696)	**(959)**
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	1.378	1.436	432	858	**4.104**	1.503	1.488	594	593	**4.178**
Utile (perdita) operativo adjusted - E&P	955	1.533	757	863	**4.108**	1.080	1.585	919	598	**4.182**
Utile (perdita) netto di competenza Eni - continuing operations	489	34	(1.425)	(6.778)	**(7.680)**	617	50	(1.263)	(7.373)	**(7.969)**
Utile (perdita) netto adjusted di competenza Eni - continuing operations su base standalone	575	390	(429)	(202)	**334**	701	447	(267)	(308)	**573**
Totale attività					**134.792**					**138.810**
Patrimonio netto di competenza azionisti Eni					**51.753**					**55.199**
Flusso di cassa da attività operativa continuing operations	2.287	3.511	1.371	4.012	**11.181**	2.222	3.440	1305	3.960	**10.927**
Flusso di cassa netto del periodo	656	(1.804)	(34)	(232)	**(1.414)**	656	(1.804)	(34)	(232)	**(1.414)**

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

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

* * *

Disclaimer

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

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2016 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com.**

Relazione trimestrale consolidata
Sintesi dei risultati[7] del primo trimestre 2016

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
13.889	**Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations**	**19.988**	**12.357**
(6.090)	**Utile (perdita) operativo - continuing operations**	**1.599**	**(321)**
527	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(87)	247
6.278	Esclusione special item [(a)]	(94)	147
715	**Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations**	**1.418**	**73**
	Dettaglio per settore di attività		
598	*Exploration & Production*	*1.080*	*95*
18	*Gas & Power*	*294*	*285*
93	*Refining & Marketing*	*92*	*66*
(101)	*Corporate e altre attività*	*(89)*	*(90)*
107	*Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato* [(b)]	*41*	*(283)*
715	**Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations**	**1.418**	**73**
(122)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	85	399
593	**Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone**	**1.503**	**472**
(7.373)	**Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations**	**617**	**(803)**
365	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(59)	168
6.521	Esclusione special item [(a)]	(104)	156
(487)	**Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations**	**454**	**(479)**
179	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	247	402
(308)	**Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone**	**701**	**(77)**
(9.017)	**Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni**	**832**	**(792)**
(7.373)	**Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations**	**617**	**(803)**
(1.644)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations	215	11
3.960	**Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations**	**2.222**	**862**
503	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	17	508
4.463	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	**2.239**	**1.370**
3.955	**Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone**	**2.890**	**1.266**
2.629	**Investimenti tecnici - continuing operations**	**2.654**	**2.419**

(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.

[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 Versalis e 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 Versalis e 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.

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2015		I trim. 2015	2016	Var. %
43,69	Prezzo medio del greggio Brent dated [(a)]	53,97	33,89	(37,2)
1,095	Cambio medio EUR/USD [(b)]	1,126	1,102	(2,1)
39,90	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	47,93	30,75	(35,8)
6,56	Standard Eni Refining Margin (SERM) [(c)]	7,57	4,18	(44,8)
5,56	Prezzo gas NBP [(d)]	7,25	4,35	(40,0)
(0,09)	Euribor - a tre mesi (%)	0,05	(0,19)	..
0,41	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,26	0,63	..

(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.

Commento ai risultati economici e finanziari di Gruppo

Risultati adjusted su base standalone

Nel primo trimestre 2016 l'**utile operativo adjusted delle continuing operations** è stato di €472 milioni con una riduzione di €1.031 milioni, pari al 68,6% rispetto al primo trimestre 2015, dovuta per -€1,6 miliardi all'effetto dei minori prezzi delle commodity, parzialmente assorbiti da recuperi di efficienza e crescita produttiva per €0,6 miliardi. La **perdita netta adjusted delle continuing operations di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €77 milioni con un peggioramento di €778 milioni rispetto al primo trimestre 2015 dovuto alla flessione della redditività operativa e alla meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari nella E&P.
Le rettifiche positive di €726 milioni hanno riguardato: i) la perdita di magazzino di €168 milioni; ii) gli special item costituiti da oneri netti di €156 milioni; iii) il ripristino delle elisioni relative alle transazioni intercompany verso le discontinued operations per l'ammontare di €402 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo delle continuing operations** sono rappresentati da oneri netti di €147 milioni, relativi principalmente a: (i) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €133 milioni); (ii) accantonamenti per oneri ambientali (€26 milioni); (iii) differenze e derivati su cambi (provento di €44 milioni).

Risultati reported

Nel primo trimestre 2016 Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €803 milioni con un sensibile peggioramento rispetto al primo trimestre 2015 (che chiudeva in utile di €617 milioni) a causa della debolezza strutturale del mercato petrolifero che ha eroso la redditività operativa e il flusso di cassa.
La gestione industriale ha registrato una variazione negativa di €1.920 milioni dovuta alla contrazione dei ricavi della E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-37%), nonché all'elisione dei ricavi intercompany verso l'attività chimica in dismissione (nel trimestre di confronto tale effetto era compensato dall'elisione dei costi sostenuti dalle continuing operations nei confronti della Saipem per la realizzazione delle commesse di manutenzione e costruzione di impianti e infrastrutture oil&gas).
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.

Sulla perdita netta del trimestre ha inciso in misura importante la rilevazione di imposte di €359 milioni pur in presenza di un risultato ante imposte negativo. Tale circostanza riflette l'impatto dello scenario nella E&P che concentra gli utili ante imposte positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, nonché la ridotta capacità d'iscrizione di attività per imposte anticipate sulle perdite di periodo.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €792 milioni. Il dato include l'utile di competenza Eni delle discontinued operations di €11 milioni dovuto principalmente alle modalità di rilevazione dei risultati di Versalis (al netto dei costi intercompany e con blocco del processo di ammortamento), compensati dalla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value alla data della cessazione del controllo (22 gennaio 2016).

Stato patrimoniale riclassificato[8]

(€ milioni)

	31 Dic. 2015	31 Mar. 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	67.682	66.094	(1.588)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	871	(38)
Attività immateriali	2.979	2.905	(74)
Partecipazioni	3.326	4.595	1.269
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.064	2.022	(42)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.276)	(1.389)	(113)
	75.684	**75.098**	**(586)**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	3.910	3.392	(518)
Crediti commerciali	12.022	12.228	206
Debiti commerciali	(9.345)	(9.487)	(142)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.240)	(4.452)	(212)
Fondi per rischi e oneri	(15.247)	(13.846)	1.401
Altre attività (passività) d'esercizio	1.804	1.510	(294)
	(11.096)	**(10.655)**	**441**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(1.056)**	**(1.055)**	**1**
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**10.446**	**1.411**	**(9.035)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**73.978**	**64.799**	**(9.179)**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.199	52.542	(2.657)
Interessenze di terzi	1.916	47	(1.869)
Patrimonio netto	**57.115**	**52.589**	**(4.526)**
Indebitamento finanziario netto	**16.863**	**12.210**	**(4.653)**
COPERTURE	**73.978**	**64.799**	**(9.179)**
Leverage	**0,30**	**0,23**	**(0,07)**

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2015 (cambio EUR/USD 1,1385 al 31 marzo 2016, contro 1,089 al 31 dicembre 2015, +4,6%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 marzo 2016, una riduzione del capitale investito netto di €2.110 milioni, del patrimonio netto di €1.864 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €246 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€75.098 milioni) è diminuito di €586 milioni rispetto al 31 dicembre 2015 per effetto principalmente dell'apprezzamento dell'euro; le altre variazioni hanno riguardato gli investimenti tecnici di periodo (€2.419 milioni) compensati dagli ammortamenti e radiazioni (€1.862 milioni) e l'incremento della voce "Partecipazioni" di €1.269 milioni per effetto della rilevazione della partecipazione residua in Saipem del 30,42% e della sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale della Società per un valore complessivo di €1.614 milioni ai quali si aggiunge la quota di competenza Eni del risultato di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€10.655 milioni) è aumentato di €441 milioni per effetto della riduzione dei fondi per rischi e oneri, principalmente nel settore G&P per effetto della definizione di price revision con long-term buyer di gas, parzialmente assorbita dall'incremento dei debiti e dalla riduzione degli anticipi, nonché della maggiore esposizione E&P verso partner in joint venture. Questi

[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).

incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione di crediti commerciali e delle rimanenze di idrocarburi dovuti allo scenario e ai fattori di stagionalità nelle vendite di gas.

Le **discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€1.411 milioni) riguardano principalmente il settore chimico che fa capo alla società Versalis (100% Eni), relativamente al quale al 31 marzo 2016 è in corso di definizione un accordo con un partner industriale che, acquisendo una quota di controllo di Versalis affianchi Eni nella realizzazione di un piano industriale condiviso per lo sviluppo del settore. Rispetto al 31 dicembre 2015 tale voce è diminuita di €9.035 milioni per effetto del closing dell'operazione Saipem.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€52.589 milioni) è diminuito di €4.526 milioni per effetto della perdita complessiva di esercizio (€2.645 milioni) data dalla perdita di conto economico di €789 milioni e dalle differenze negative di cambio da conversione dovute alla traduzione in euro dei bilanci aventi il dollaro come moneta funzionale (€1.864 milioni), nonché dall'effetto del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (€1.872 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato[9]

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	2016	Var. ass.
(7.074)	**Utile (perdita) netto - continuing operations**	**474**	**(800)**	**(1.274)**
	Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
8.758	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.032	1.884	(148)
(135)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(314)	(18)	296
134	- dividendi, interessi e imposte	841	432	(409)
3.067	Variazione del capitale di esercizio	609	151	(458)
(790)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.420)	(787)	633
3.960	**Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations**	**2.222**	**862**	**(1.360)**
503	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	17	508	491
4.463	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	**2.239**	**1.370**	**(869)**
(2.629)	**Investimenti tecnici - continuing operations**	**(2.654)**	**(2.419)**	**235**
(222)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(180)	(36)	144
(2.851)	**Investimenti tecnici**	**(2.834)**	**(2.455)**	**379**
(57)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(61)	(1.124)	(1.063)
1.353	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	547	805	258
	Disponibilità relative alle discontinued operations cedute		(889)	(889)
(660)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(596)	(39)	557
2.248	**Free cash flow**	**(705)**	**(2.332)**	**(1.627)**
(377)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(172)	5.987	6.159
(1.206)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.430	(3.702)	(5.132)
(23)	Flusso di cassa del capitale proprio			
(874)	Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations cedute	103	870	767
(232)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**656**	**823**	**167**
3.955	**Flusso di cassa netto da attività operativa - su base standalone**	**2.890**	**1.266**	**(1.624)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	2016	Var. ass.
2.248	**Free cash flow**	**(705)**	**(2.332)**	**(1.627)**
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	18	6.707	6.689
(674)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(768)	278	1.046
(23)	Flusso di cassa del capitale proprio			
1.551	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(1.455)**	**4.653**	**6.108**

Il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations** è stato di €862 milioni e subisce gli effetti dell'eliminazione dei flussi intercompany verso le discontinued operations. Eliminati tali effetti, lo stesso si ridetermina in €1.266 milioni che costituisce il flusso di cassa netto da attività operativa standalone. Gli incassi da dismissioni sono stati €805 milioni e hanno riguardato oltre il 12,503% di Saipem, la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€0,33 miliardi).

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

Tali flussi hanno coperto parte dei fabbisogni relativi agli investimenti tecnici del trimestre (€2.455 milioni) e all'aumento di capitale sociale di Saipem.

Considerando anche i flussi di cassa associati alle discontinued operations e al rimborso dei crediti finanziari intercompany di €6.707 milioni, nell'ambito del closing dell'operazione Saipem, ne deriva un decremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €4.653 milioni comprese le differenze negative di cambio.

Altre informazioni

Val d'Agri

Nell'ambito dell'indagine avviata dalla Procura della Repubblica di Potenza per affermati reati ambientali di cui si dà informativa nella Relazione Finanziaria Annuale 2015 nella sezione contenziosi (v. pag. 190), è stato disposto il sequestro di alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione riguarda una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni (50 mila barili/giorno l'impatto su base annua). Il Tribunale delle Libertà ha rigettato il ricorso della Società per ottenere il dissequestro dell'impianto, confermando il provvedimento della Procura. Eni presenterà ricorso immediato in Cassazione contro il provvedimento di sequestro e richiesta d'incidente probatorio per accertare definitivamente la corretta gestione operativa dell'impianto.

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

Alla data del 31 marzo 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, Burren Energy (Congo) 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 primo trimestre 2016.

Exploration & Production

IV trim. 2015	RISULTATI	(€ milioni)	I trim. 2015	2016	Var. %
4.977	**Ricavi della gestione caratteristica**		**5.212**	**3.356**	**(35,6)**
(4.696)	**Utile (perdita) operativo**		**1.413**	**94**	**(93,3)**
5.294	Esclusione special item:		(333)	1	
5.100	*- svalutazioni di asset e altre attività*				
169	*- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti*			*7*	
(37)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*		*(325)*		
(1)	*- oneri per incentivazione all'esodo*		*1*	*1*	
(14)	*- derivati su commodity*		*11*	*4*	
(51)	*- differenze e derivati su cambi*		*(17)*		
128	*- altro*		*(3)*	*(11)*	
598	**Utile (perdita) operativo adjusted**		**1.080**	**95**	**(91,2)**
(72)	Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]		(64)	(58)	
100	Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]		23	25	
(599)	Imposte sul reddito [(a)]		(795)	(307)	
95,7	*Tax rate (%)*		*76,5*	*..*	
27	**Utile (perdita) netto adjusted**		**244**	**(245)**	**..**
	I risultati includono:				
488	costi di ricerca esplorativa:		122	87	(28,7)
52	*- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici*		*65*	*55*	*(15,4)*
436	*- radiazione di pozzi di insuccesso*		*57*	*32*	*(43,9)*
2.254	**Investimenti tecnici**		**2.601**	**2.297**	**(11,7)**
	Produzioni [(b) (c)]				
998	Petrolio [(d)]	(migliaia di barili/giorno)	860	890	3,5
138	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	130	134	3,1
1.884	**Idrocarburi**	(migliaia di boe/giorno)	**1.697**	**1.754**	**3,4**
	Prezzi medi di realizzo				
38,68	Petrolio [(d)]	($/barile)	48,26	29,69	(38,5)
143,51	Gas naturale	($/migliaia di metri cubi)	180,44	116,78	(35,3)
31,68	**Idrocarburi**	($/boe)	**38,28**	**24,09**	**(37,1)**
	Prezzi medi dei principali marker di mercato				
43,69	Brent dated	($/bbl)	53,97	33,89	(37,2)
39,90	Brent dated	(€/bbl)	47,93	30,75	(35,8)
42,10	West Texas Intermediate	($/bbl)	48,55	33,27	(31,5)
2,11	Gas Henry Hub	($/mmbtu)	2,87	1,96	(31,7)

(a) Escludono gli special item.
(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 35.
(c) Include la quota Eni della produzione di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(d) Include i condensati.

Risultati

Nel primo trimestre 2016 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €95 milioni con una riduzione di €985 milioni rispetto al primo trimestre 2015, pari al 91,2%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-38,5% e -35,3%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-37,2%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla maggiore produzione venduta, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori ammortamenti.

Il settore ha registrato la **perdita netta adjusted** di €245 milioni, con un peggioramento di €489 milioni rispetto all'utile netto adjusted di €244 milioni del primo trimestre 2015, per effetto della contrazione del risultato operativo e della meno che proporzionale riduzione degli oneri tributari a

causa del perdurante 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.

Nel primo trimestre 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 35%, in calo rispetto al primo trimestre 2015.

Andamento operativo

La **produzione di idrocarburi**[10] del primo trimestre 2016 è stata di 1,754 milioni di boe/giorno, registrando una crescita del 3,4%. Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement e altri effetti, la produzione registra un incremento dell'1,3% dovuto al contributo degli avvii e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2015 principalmente in Angola, Congo, Egitto, Venezuela, Stati Uniti e Norvegia, nonché alle maggiori produzioni in Iraq. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature.
La quota di produzione estera è stata del 91% (90% nel periodo di confronto).

La produzione di petrolio (890 mila barili/giorno) è aumentata di 30 mila barili/giorno rispetto al primo trimestre 2015 (+3,5%).

La produzione di gas naturale (134 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 4 milioni di metri cubi/giorno (+3,1%).

[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 primo trimestre 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

IV trim. 2015	RISULTATI	(€ milioni)	I trim. 2015	2016	Var. %
10.609	**Ricavi della gestione caratteristica**		**16.373**	**10.030**	**(38,7)**
(894)	**Utile (perdita) operativo**		**186**	**83**	**(55,4)**
96	Esclusione (utile) perdita di magazzino		31	128	
816	Esclusione special item:		77	74	
137	*- svalutazioni*				
132	*- accantonamenti a fondo rischi:*				
132	*- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail*				
(1)	*- oneri per incentivazione all'esodo*				
144	*- derivati su commodity*		*8*	*103*	
7	*- differenze e derivati su cambi*		*69*	*(39)*	
397	*- altro:*			*10*	
373	*- di cui revisione stima crediti per fatture da emettere*				
18	**Utile (perdita) operativo adjusted**		**294**	**285**	**(3,1)**
5	Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]		2	2	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]		3	5	
(64)	Imposte sul reddito [(a)]		(81)	(128)	
..	*Tax rate (%)*		*27,1*	*43,8*	
(36)	**Utile (perdita) netto adjusted**		**218**	**164**	**(24,8)**
74	**Investimenti tecnici**		**18**	**22**	**22,2**
	Vendite di gas naturale [(b)]	(miliardi di metri cubi)			
9,51	Italia		10,53	10,79	2,5
12,87	Vendite internazionali		15,09	13,31	(11,8)
10,36	*- Resto d'Europa*		*12,97*	*11,30*	*(12,9)*
1,66	*- Mercati extra europei*		*1,34*	*1,20*	*(10,4)*
0,85	*- E&P in Europa e Golfo del Messico*		*0,78*	*0,81*	*3,8*
22,38	**Totale Vendite Gas Mondo**		**25,62**	**24,10**	**(5,9)**
	di cui:				
20,77	*- società consolidate*		*24,23*	*22,54*	*(7,0)*
0,76	*- società collegate*		*0,61*	*0,75*	*23,0*
0,85	*- E&P in Europa e Golfo del Messico*		*0,78*	*0,81*	*3,8*
9,06	**Vendite di energia elettrica**	(terawattora)	**8,47**	**9,45**	**11,6**

(a) Escludono gli special item.
(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 36.

Risultati

Nel primo trimestre 2016 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €285 milioni in riduzione del 3,1% rispetto al primo trimestre 2015 (-€9 milioni). La variazione riflette i minori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni e altri effetti non ricorrenti, la riduzione dei margini sulle vendite di GNL per effetto scenario, parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione e dalla riduzione dei costi di logistica. In calo i risultati del segmento retail per effetto climatico negativo.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva di €74 milioni dovuta alla componente valutativa dei derivati su commodity (oneri di €103 milioni), parzialmente compensati dalla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi posti in essere per la

gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (€39 milioni di proventi netti).

Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €164 milioni, in flessione di €54 milioni rispetto al primo trimestre 2015 (-25%) a seguito del peggioramento gestionale e dell'incremento di circa 17 punti percentuali del tax rate adjusted.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2016 le **vendite di gas naturale** sono state di 24,10 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 5,9% rispetto al primo trimestre 2015. Le vendite in Italia di 10,79 miliardi di metri cubi sono cresciute del 2,5% per effetto dei maggiori volumi spot e delle maggiori vendite a PMI e terziario, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal calo registrato nel segmento retail a causa dello sfavorevole effetto climatico rispetto al periodo di confronto nonché nel segmento grossisti. Le vendite nei mercati europei di 10,17 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 14,1%, in particolare in Benelux e Regno Unito principalmente per minori vendite spot e in Turchia per effetto dei minori ritiri di Botas, solo parzialmente compensate dai maggiori volumi spot commercializzati nella Penisola Iberica. Nel trimestre le vendite nei mercati extra europei riflettono il calo delle vendite di GNL sui mercati del Far East (-10,4%).

Le vendite di **energia elettrica** di 9,45 TWh nel primo trimestre 2016 sono in aumento dell'11,6% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (+0,98 TWh) principalmente per maggiori vendite sul mercato libero.

Refining & Marketing

IV trim. 2015	RISULTATI	(€ milioni)	I trim. 2015	2016	Var. %
3.875	**Ricavi della gestione caratteristica**		**4.371**	**2.916**	**(33,3)**
(529)	**Utile (perdita) operativo**		**285**	**18**	**(93,7)**
503	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(345)	(19)	
119	Esclusione special item:		152	67	
36	*- oneri ambientali*		*20*	*26*	
61	*- svalutazioni*		*27*	*13*	
	- plusvalenze nette su cessione di asset		*(1)*		
6	*- oneri per incentivazione all'esodo*		*3*	*2*	
11	*- derivati su commodity*		*93*	*25*	
(1)	*- differenze e derivati su cambi*		*(3)*	*(1)*	
6	*- altro*		*13*	*2*	
93	**Utile (perdita) operativo adjusted**		**92**	**66**	**(28,3)**
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]		(1)	(1)	
35	Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]		35	20	
(46)	Imposte sul reddito [(a)]		(55)	(41)	
36,8	*Tax rate (%)*		*43,7*	*48,2*	
79	**Utile (perdita) netto adjusted**		**71**	**44**	**(38,0)**
174	**Investimenti tecnici**		**73**	**49**	**(32,9)**
	Margine di raffinazione				
6,56	Standard Eni Refining Margin (SERM) [(b)]	($/bbl)	7,57	4,18	(44,8)
	LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,71	**Lavorazioni complessive in Italia**		**5,78**	**5,26**	**(9,0)**
6,40	**Lavorazioni in conto proprio**		**6,91**	**5,90**	**(14,6)**
5,65	- Italia		5,68	5,20	(8,5)
0,75	- Resto d'Europa		1,23	0,70	(43,1)
0,06	**Lavorazioni green**		**0,04**	**0,04**	
2,19	**Vendite Rete Europa**		**2,05**	**2,00**	**(2,4)**
1,51	- Italia		1,36	1,37	0,7
0,68	- Resto d'Europa		0,69	0,63	(8,7)
2,86	**Vendite extrarete Europa**		**2,77**	**2,55**	**(7,9)**
1,99	- Italia		1,69	1,84	8,9
0,87	- Resto d'Europa		1,08	0,71	(34,3)
0,11	**Vendite extrarete mercati extra europei**		**0,10**	**0,10**	

(a) Escludono gli special item.

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

Risultati

Nel primo trimestre 2016 il settore Refining & Marketing ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €66 milioni con un peggioramento di €26 milioni rispetto al primo trimestre 2015 (-28,3%). La variazione è dovuta al calo del margine di raffinazione (-44,8% il SERM, che si attesta a 4,2 $/bl rispetto 7,6 $/bl del periodo di confronto), parzialmente compensato dalle azioni di ottimizzazione ed efficienza. In miglioramento i risultati dell'attività di Marketing grazie alla ripresa dei margini commerciali rispetto ai valori depressi del periodo di confronto.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €67 milioni riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€13 milioni), all'accantonamento di oneri ambientali (€26 milioni), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €25 milioni nel trimestre) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'**utile netto adjusted** del trimestre di €44 milioni evidenzia una riduzione di €27 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto della riduzione del risultato operativo e dei minori proventi da partecipazioni.

Andamento operativo

Nel primo trimestre 2016 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha quasi dimezzato il suo valore a 4,2 $/barile (rispetto a 7,6 $/bl del trimestre 2015) per effetto dell'indebolimento delle quotazioni relative del diesel.

In tale contesto le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,90 milioni di tonnellate, in riduzione del 14,6%; a perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, le lavorazioni del primo trimestre sono diminuite del 7,7%. In Italia il calo delle lavorazioni (-8,5%) riflette le essenzialmente gli effetti di fermate per manutenzione programmata depresso gli impianti di Sannazzaro e Taranto. Stabili rispetto al periodo di confronto i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia.

Le **vendite rete in Italia** di 1,37 milioni di tonnellate del trimestre sono in linea. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 23,9%, in flessione di 0,6 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2015.

Le **vendite extrarete in Italia** di 1,84 milioni di tonnellate hanno registrato un aumento dell'8,9% rispetto al primo trimestre 2015. La maggiori vendite di benzina, gasolio e oli combustibili bunker sono state parzialmente assorbite dai minori volumi commercializzati di jet fuel e bitumi.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono diminuite rispetto al periodo di confronto per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Romania, finalizzata nel febbraio 2015, e delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015. Stabili i volumi commercializzati negli altri mercati di presenza.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
13.889	Ricavi della gestione caratteristica	19.988	12.357	(38,2)
535	Altri ricavi e proventi	530	200	(62,3)
(12.545)	Costi operativi	(16.620)	(10.899)	34,4
(105)	Altri proventi e oneri operativi	(22)	(117)	..
(7.367)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.207)	(1.827)	17,2
(497)	Radiazioni	(70)	(35)	50,0
(6.090)	**Utile (perdita) operativo**	**1.599**	**(321)**	**..**
(488)	Proventi (oneri) finanziari netti	(649)	(140)	78,4
(370)	Proventi (oneri) su partecipazioni	276	20	(92,8)
(6.948)	**Utile (perdita) prima delle imposte**	**1.226**	**(441)**	**..**
(126)	Imposte sul reddito	(752)	(359)	52,3
..	*Tax rate (%)*	*61,3*	..	
(7.074)	**Utile (perdita) netto - continuing operations**	**474**	**(800)**	**..**
(2.044)	**Utile (perdita) netto - discontinued operations**	**272**	**11**	**(96,0)**
(9.118)	**Utile (perdita) netto**	**746**	**(789)**	**..**
(9.017)	**Di competenza azionisti Eni**	**832**	**(792)**	**..**
(7.373)	*- continuing operations*	617	(803)	..
(1.644)	*- discontinued operations*	215	11	(94,9)
(101)	**Interessenze di terzi**	**(86)**	**3**	**..**
299	*- continuing operations*	(143)	3	..
(400)	*- discontinued operations*	57		..
(7.373)	**Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations**	**617**	**(803)**	**..**
365	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(59)	168	
6.521	Esclusione special item	(104)	156	
(487)	**Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations[(a)]**	**454**	**(479)**	**..**
179	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	247	402	
(308)	**Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone[(a)]**	**701**	**(77)**	**..**

(a) Misure di risultato Non-GAAP. 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.

NON-GAAP measure

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

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Non-GAAP measures") 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.
In considerazione del trattamento contabile di Chimica e I&C (limitatamente ai comparative periods del presente comunicato) come discontinued operations in base allo IFRS 5, il management ha introdotto ulteriori Non-GAAP measure per valutare la performance delle continuing operations. Tali misure sono l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted su base standalone che ripristinano nei risultati delle continuing operations le transazioni intercompany verso le discontinued operations in modo da ottenere una rappresentazione dei risultati delle continuing operations come se le discontinued operations fossero state deconsolidate. Un'analoga misura alternativa di performance è stata elaborata per il flusso di cassa da attività operativa delle continuing operations (flusso di cassa da attività operativa su base standalone).

(€ milioni)

I trimestre 2016	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Chimica	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS Chimica	Elisioni infragruppo	Totale	CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
Utile (perdita) operativo	**94**	**83**	**18**	**(98)**	**38**	**(22)**	**113**	**(38)**	**(396)**	**(434)**	**(321)**		**75**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		128	(19)		82	138	329	(82)		**(82)**	247		247
Esclusione special item:													
oneri ambientali			26		(3)		23	3		3	26		26
svalutazioni			13	4			17				17		17
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7						7				7		7
plusvalenze nette su cessione di asset													
accantonamenti a fondo rischi													
oneri per incentivazione all'esodo	1		2	2	2		7	(2)		(2)	5		5
derivati su commodity	4	103	25		1		133	(1)	1		133		132
differenze e derivati su cambi		(39)	(1)		(2)		(42)	2	(4)	(2)	(44)		(40)
altro	(11)	10	2	2	1		4	(1)		(1)	3		3
Special item dell'utile (perdita) operativo	**1**	**74**	**67**	**8**	**(1)**		**149**	**1**	**(3)**	**(2)**	**147**		**150**
Utile (perdita) operativo adjusted	**95**	**285**	**66**	**(90)**	**119**	**116**	**591**	**(119)**	**(399)**	**(518)**	**73**	**399**	**472**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(58)	2	(1)	(34)	2		(89)	(2)	(1)	(3)	(92)		(91)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	25	5	20	(7)			43				43		43
Imposte sul reddito [a]	(307)	(128)	(41)	16	(17)	(38)	(515)	17	(2)	15	(500)		(498)
Tax rate (%)	..	*43,8*	*48,2*				*94,5*				..		..
Utile (perdita) netto adjusted	**(245)**	**164**	**44**	**(115)**	**104**	**78**	**30**	**(104)**	**(402)**	**(506)**	**(476)**	**402**	**(74)**
di cui:													
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							3				3		3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**27**			**(506)**	**(479)**	**402**	**(77)**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**(792)**			**(11)**	**(803)**		**(803)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							224			(56)	168		168
Esclusione special item							595			(439)	156		156
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													402
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**27**			**(506)**	**(479)**		**(77)**

[a] Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
3.960	**Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations**	**2.222**	**862**
(5)	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	668	404
3.955	**Flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone**	**2.890**	**1.266**

(€ milioni)

I trim. 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
									Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	**1.413**	**186**	**285**	**(93)**	**162**	**(186)**	**(101)**	**1.666**	**24**	**(91)**	**(67)**	**1.599**		**1.690**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		31	(345)			212	227	125	(212)		**(212)**	(87)		(87)
Esclusione special item:														
oneri ambientali			20					20				20		20
svalutazioni			27	1				28				28		28
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti														
plusvalenze nette su cessione di asset	(325)		(1)					(326)				(326)		(326)
accantonamenti a fondo rischi														
oneri per incentivazione all'esodo	1		3		1	1		6	(2)		(2)	4		4
derivati su commodity	11	8	93		(3)	(3)		106	6	(6)		106		112
differenze e derivati su cambi	(17)	69	(3)			17		66	(17)	12	(5)	61		49
altro	(3)		13	3		(12)		1	12		12	13		13
Special item dell'utile (perdita) operativo	**(333)**	**77**	**152**	**4**	**(2)**	**3**		**(99)**	**(1)**	**6**	**5**	**(94)**		**(100)**
Utile (perdita) operativo adjusted	**1.080**	**294**	**92**	**(89)**	**160**	**29**	**126**	**1.692**	**(189)**	**(85)**	**(274)**	**1.418**	**85**	**1.503**
Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]	(64)	2	(1)	(116)	(2)			(181)	2	(18)	(16)	(197)		(179)
Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]	23	3	35	230	7			298	(7)		(7)	291		291
Imposte sul reddito [(a)]	(795)	(81)	(55)	43	(54)	(4)	(33)	(979)	58	(7)	51	(928)		(921)
Tax rate (%)	*76,5*	*27,1*	*43,7*		*32,7*			*54,1*				*61,4*		*57,0*
Utile (perdita) netto adjusted	**244**	**218**	**71**	**68**	**111**	**25**	**93**	**830**	**(136)**	**(110)**	**(246)**	**584**	**110**	**694**
di cui:														
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								56			74	130	(137)	(7)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**774**			**(320)**	**454**	**247**	**701**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**832**			**(215)**	**617**		**617**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								87			(146)	(59)		(59)
Esclusione special item								(145)			41	(104)		(104)
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations														247
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**774**			**(320)**	**454**		**701**

[(a)] Escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e Altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Chimica	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni Intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
									Ingegneria & Costruzioni e Chimica	Elisioni infragruppo	Totale			
Utile (perdita) operativo	**(4.696)**	**(894)**	**(529)**	**(149)**	**(59)**	**(1.379)**	**57**	**(7.649)**	**1.438**	**121**	**1.559**	**(6.090)**		**(6.211)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		96	503			64	(72)	591	(64)		**(64)**	527		527
Esclusione special item:														
oneri ambientali			36	24		(11)		49	11		11	60		60
svalutazioni	5.100	137	61	10	379	1.372		7.059	(1.751)		(1.751)	5.308		5.308
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169							169				169		169
plusvalenze nette su cessione di asset	(37)			6				(31)				(31)		(31)
accantonamenti a fondo rischi		132		(1)		2		133	(2)		(2)	131		131
oneri per incentivazione all'esodo	(1)	(1)	6	1	8	1		14	(9)		(9)	5		5
derivati su commodity	(14)	144	11					141				141		141
differenze e derivati su cambi	(51)	7	(1)			(5)		(50)	5	1	6	(44)		(45)
altro	128	397	6	8	7	(3)		543	(4)		(4)	539		539
Special item dell'utile (perdita) operativo	**5.294**	**816**	**119**	**48**	**394**	**1.356**		**8.027**	**(1.750)**	**1**	**(1.749)**	**6.278**		**6.277**
Utile (perdita) operativo adjusted	**598**	**18**	**93**	**(101)**	**335**	**41**	**(15)**	**969**	**(376)**	**122**	**(254)**	**715**	**(122)**	**593**
Proventi (oneri) finanziari netti [(a)]	(72)	5	(3)	(240)	(1)	2		(309)	(1)		(1)	(310)		(310)
Proventi (oneri) su partecipazioni [(a)]	100	5	35	(6)	37	(4)		167	(33)		(33)	134		134
Imposte sul reddito [(a)]	(599)	(64)	(46)	(12)	(136)	(32)	(15)	(904)	168	(15)	153	(751)		(736)
Tax rate (%)	*95,7*	..	*36,8*		..			..				..		..
Utile (perdita) netto adjusted	**27**	**(36)**	**79**	**(359)**	**235**	**7**	**(30)**	**(77)**	**(242)**	**107**	**(135)**	**(212)**	**(107)**	**(319)**
di cui:														
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								123			152	275	(286)	(11)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**(200)**			**(287)**	**(487)**	**179**	**(308)**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**(9.017)**			**1.644**	**(7.373)**		**(7.373)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								409			(44)	365		365
Esclusione special item								8.408			(1.887)	6.521		6.521
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations														*179*
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**(200)**			**(287)**	**(487)**		**(308)**

[(a)] Escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
49	Oneri ambientali	20	23
7.059	Svalutazioni	28	17
169	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		7
(31)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(326)	
133	Accantonamenti a fondo rischi		
14	Oneri per incentivazione all'esodo	6	7
141	Derivati su commodity	106	133
(50)	Differenze e derivati su cambi	66	(42)
543	Altro	1	4
8.027	**Special item dell'utile (perdita) operativo**	**(99)**	**149**
195	**Oneri (proventi) finanziari**	**328**	**96**
	di cui:		
50	*- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo*	(66)	42
504	**Oneri (proventi) su partecipazioni**	**2**	**386**
	di cui:		
489	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		365
(93)	**Imposte sul reddito**	**(234)**	**(36)**
	di cui:		
810	*- svalutazione imposte anticipate imprese italiane*		
860	*- svalutazione imposte differite upstream*		
(1.763)	*- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro*	*(234)*	*(36)*
8.633	**Totale special item dell'utile (perdita) netto**	**(3)**	**595**
	di competenza:		
225	- interessenze di terzi	142	
8.408	**- azionisti Eni**	**(145)**	**595**
	di cui:		
1.887	**special item discontinued operations**	**(41)**	**439**

Analisi delle principali voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
4.977	Exploration & Production	5.212	3.356	(35,6)
10.609	Gas & Power	16.373	10.030	(38,7)
3.875	Refining & Marketing	4.371	2.916	(33,3)
391	Corporate e altre attività	353	310	(12,2)
(206)	Effetto eliminazione utili interni	(28)		
(5.757)	Elisioni di consolidamento	(6.293)	(4.255)	
13.889		**19.988**	**12.357**	**(38,2)**

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
11.895	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	15.911	10.179	(36,0)
191	*di cui: altri special item*	*20*	*26*	
650	Costo lavoro	709	720	1,6
5	*di cui: incentivi per esodi agevolati e altro*	*4*	*5*	
12.545		**16.620**	**10.899**	**(34,4)**

Ammortamenti, svalutazioni e radiazioni

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
1.867	Exploration & Production	1.993	1.624	(18,5)
97	Gas & Power	89	86	(3,4)
87	Refining & Marketing	85	88	3,5
15	Corporate e altre attività	18	19	5,6
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(6)	(7)	
2.059	**Ammortamenti**	**2.179**	**1.810**	**(16,9)**
5.308	**Svalutazioni**	**28**	**17**	**(39,3)**
7.367	**Ammortamenti e svalutazioni**	**2.207**	**1.827**	**(17,2)**
497	**Radiazioni**	**70**	**35**	**(50,0)**
7.864		**2.277**	**1.862**	**(18,2)**

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I trimestre 2016	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	26	5		24	**55**
Dividendi	2		20		**22**
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				(32)	**(32)**
Altri proventi (oneri) netti	(3)		(2)	(20)	**(25)**
	25	**5**	**18**	**(28)**	**20**

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	31 mar. 2016	Var.ass. vs. 31 Dic. 2015
Debiti finanziari e obbligazionari	27.776	23.911	(3.865)
Debiti finanziari a breve termine	*8.383*	*4.471*	*(3.912)*
Debiti finanziari a lungo termine	*19.393*	*19.440*	*47*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.200)	(6.023)	(823)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.028)	(5.007)	21
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(685)	(671)	14
Indebitamento finanziario netto	**16.863**	**12.210**	**(4.653)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**57.115**	**52.589**	**(4.526)**
Leverage	**0,30**	**0,23**	**(0,07)**

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

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2016

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 marzo 2016[a]
Eni Finance International SA	103
	103

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

Nel primo trimestre 2016 non sono stati emessi prestiti obbligazionari.

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al lordo e al netto delle partite intercompany.

Chimica - risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
1.083	Totale ricavi	1.071	994
(2.070)	Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni	(900)	(560)
(987)	Utile (perdita) operativo	171	434
(2)	Proventi (oneri) finanziari	5	5
(993)	Utile (perdita) ante imposte	176	439
(382)	Imposte sul reddito	(6)	(15)
(1.375)	Utile (perdita) netto	170	424
1	Indebitamento finanziario netto	(6)	12
484	Flusso di cassa netto da attività operativa	414	99
(67)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(54)	(46)
3	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1	1
68	Investimenti tecnici	30	36

Chimica - risultati transazioni con parti terze e Gruppo

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
1.140	Totale ricavi	1.139	1.033
(2.519)	Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni	(1.325)	(995)
(1.379)	Utile (perdita) operativo	(186)	38
41	Utile (perdita) operativo adjusted	29	119
(11)	Proventi (oneri) finanziari	8	(8)
(1.394)	Utile (perdita) ante imposte	(178)	30
(382)	Imposte sul reddito	(6)	(15)
(1.776)	Utile (perdita) netto	(184)	15
7	Utile (perdita) netto adjusted	25	104
37	Indebitamento finanziario netto	2.657	1.388
9	Flusso di cassa netto da attività operativa	(58)	104
(48)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(58)	(47)
69	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	147	(167)
68	Investimenti tecnici	30	36

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
	Produzioni (migliaia di tonnellate)		
842	Intermedi	822	874
580	Polimeri	596	564
1.422		**1.418**	**1.438**

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

1 Gen. 2015		31 Dic. 2015	31 mar. 2016
	ATTIVITÀ		
	Attività correnti		
6.614	Disponibilità liquide ed equivalenti	5.200	6.023
5.024	Attività finanziarie destinate al trading	5.028	4.995
257	Attività finanziarie disponibili per la vendita	282	315
28.601	Crediti commerciali e altri crediti	20.950	20.969
7.555	Rimanenze	3.910	3.392
762	Attività per imposte sul reddito correnti	351	391
1.209	Attività per altre imposte correnti	622	603
4.385	Altre attività correnti	3.639	3.673
54.407		**39.982**	**40.361**
	Attività non correnti		
75.991	Immobili, impianti e macchinari	67.682	66.094
1.581	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	871
4.420	Attività immateriali	2.979	2.905
3.172	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.682	4.323
2.015	Altre partecipazioni	644	272
1.042	Altre attività finanziarie	826	795
4.670	Attività per imposte anticipate	3.833	3.681
2.773	Altre attività non correnti	1.757	1.624
95.664		**81.312**	**80.565**
456	**Discontinued operations e attività destinate alla vendita**	**17.516**	**2.052**
150.527	**TOTALE ATTIVITÀ**	**138.810**	**122.978**
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
	Passività correnti		
2.716	Passività finanziarie a breve termine	5.712	3.669
3.859	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.671	802
23.703	Debiti commerciali e altri debiti	14.615	14.939
534	Passività per imposte sul reddito correnti	422	423
1.873	Passività per altre imposte correnti	1.442	2.100
4.489	Altre passività correnti	4.703	4.761
37.174		**29.565**	**26.694**
	Passività non correnti		
19.316	Passività finanziarie a lungo termine	19.393	19.440
15.882	Fondi per rischi e oneri	15.247	13.846
1.313	Fondi per benefici ai dipendenti	1.056	1.055
8.751	Passività per imposte differite	7.512	6.949
2.285	Altre passività non correnti	1.852	1.764
47.547		**45.060**	**43.054**
165	**Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita**	**7.070**	**641**
84.886	**TOTALE PASSIVITÀ**	**81.695**	**70.389**
	PATRIMONIO NETTO		
2.455	**Interessenze di terzi**	**1.916**	**47**
	Patrimonio netto di Eni:		
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005
(284)	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(474)	(510)
60.763	Altre riserve	62.761	50.420
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)
(2.020)	Acconto sul dividendo	(1.440)	
1.303	Utile (perdita) netto	(9.072)	(792)
63.186	**Totale patrimonio netto di Eni**	**55.199**	**52.542**
65.641	**TOTALE PATRIMONIO NETTO**	**57.115**	**52.589**
150.527	**TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO**	**138.810**	**122.978**

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
	RICAVI		
13.889	Ricavi della gestione caratteristica	19.988	12.357
535	Altri ricavi e proventi	530	200
14.424	**Totale ricavi**	**20.518**	**12.557**
	COSTI OPERATIVI		
11.895	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	15.911	10.179
650	Costo lavoro	709	720
(105)	**ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI**	**(22)**	**(117)**
7.367	**AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI**	**2.207**	**1.827**
497	**RADIAZIONI**	**70**	**35**
(6.090)	**UTILE (PERDITA) OPERATIVO**	**1.599**	**(321)**
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
1.517	Proventi finanziari	4.546	1.822
(1.973)	Oneri finanziari	(4.671)	(2.071)
(9)	Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	16	(37)
(23)	Strumenti finanziari derivati	(540)	146
(488)		**(649)**	**(140)**
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(439)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	16	55
69	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	260	(35)
(370)		**276**	**20**
(6.948)	**UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE**	**1.226**	**(441)**
(126)	Imposte sul reddito	(752)	(359)
(7.074)	**Utile (perdita) netto - continuing operations**	**474**	**(800)**
(2.044)	**Utile (perdita) netto - discontinued operations**	**272**	**11**
(9.118)	**Utile (perdita) netto**	**746**	**(789)**
	Di competenza Azionisti Eni:		
(7.373)	- continuing operations	617	(803)
(1.644)	- discontinued operations	215	11
(9.017)		**832**	**(792)**
	Interessenze di terzi		
299	- continuing operations	(143)	3
(400)	- discontinued operations	57	
(101)		**(86)**	**3**
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
(2,50)	- semplice	0,23	(0,22)
(2,50)	- diluito	0,23	(0,22)
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
(2,05)	- semplice	0,17	(0,22)
(2,05)	- diluito	0,17	(0,22)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I trim. 2015	2016
Utile (perdita) netto dell'esercizio	**746**	**(789)**
Componenti non riclassificabili a conto economico		
Componente riclassificabili a conto economico	**5.804**	**(1.856)**
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*5.719*	*(1.864)*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*117*	*(44)*
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	*1*	
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		*40*
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	*(33)*	*12*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**5.804**	**(1.856)**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	**6.550**	**(2.645)**
di competenza:		
Azionisti Eni	**6.574**	**(2.648)**
- continuing operations	6.317	(2.660)
- discontinued operations	257	12
Interessenze di terzi	**(24)**	**3**
- continuing operations	(132)	3
- discontinued operations	108	

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2015		**57.115**
Totale utile (perdita) complessivo	(2.645)	
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)	
Altre variazioni	(9)	
Totale variazioni		**(4.526)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2016		**52.589**
di competenza:		
- azionisti Eni		**52.542**
- interessenze di terzi		47

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
(7.074)	**Utile (perdita) netto - continuing operations**	**474**	**(800)**
	Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:		
7.367	Ammortamenti e svalutazioni	2.207	1.827
497	Radiazioni	70	35
439	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16)	(55)
(135)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(314)	(18)
(120)	Dividendi	(42)	(22)
(40)	Interessi attivi	(36)	(66)
168	Interessi passivi	167	161
126	Imposte sul reddito	752	359
467	Altre variazioni	(214)	70
	Variazioni del capitale di esercizio:		
1.028	- rimanenze	204	483
985	- crediti commerciali	(779)	(236)
173	- debiti commerciali	611	72
343	- fondi per rischi e oneri	(322)	(1.068)
538	- altre attività e passività	895	900
3.067	*Flusso di cassa del capitale di esercizio*	*609*	*151*
(12)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(15)	7
221	Dividendi incassati	23	5
26	Interessi incassati	12	45
(152)	Interessi pagati	(278)	(226)
(885)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.177)	(611)
3.960	**Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations**	**2.222**	**862**
503	**Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations**	**17**	**508**
4.463	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	**2.239**	**1.370**
	Investimenti:		
(2.793)	- attività materiali	(2.815)	(2.441)
(58)	- attività immateriali	(19)	(14)
	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		
(57)	- partecipazioni	(61)	(1.124)
(71)	- titoli	(37)	(70)
(536)	- crediti finanziari	(378)	(286)
(622)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(556)	(72)
(4.137)	*Flusso di cassa degli investimenti*	*(3.866)*	*(4.007)*
	Disinvestimenti:		
6	- attività materiali	395	1
	- attività immateriali	4	
2	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	34	463
	- disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations cedute		(889)
1.345	- partecipazioni	114	341
7	- titoli	10	7
158	- crediti finanziari	186	6.337
27	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	7	32
1.545	*Flusso di cassa dei disinvestimenti*	*750*	*6.292*
(2.592)	**Flusso di cassa netto da attività di investimento(*)**	**(3.116)**	**2.285**

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
387	Assunzione di debiti finanziari non correnti	1.019	211
(1.612)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(455)	(1.849)
19	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	866	(2.064)
(1.206)		**1.430**	**(3.702)**
(23)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		
(1.229)	**Flusso di cassa netto da attività di finanziamento**	**1.430**	**(3.702)**
(11)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(3)	
(898)	Disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations cedute		889
35	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	106	(19)
(232)	**Flusso di cassa netto del periodo**	**656**	**823**
5.432	**Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo**	**6.614**	**5.200**
5.200	**Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo**	**7.270**	**6.023**

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

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
(377)	**Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria**	**(172)**	**5.987**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016
	Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
	Attività correnti	7	6.493
	Attività non correnti	19	8.822
	Indebitamento finanziario netto	(17)	(5.818)
	Passività correnti e non correnti	(8)	(6.584)
	Effetto netto dei disinvestimenti	**1**	**2.913**
	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)
2	Plusvalenza per disinvestimenti	34	
	Interessenza di terzi		(1.872)
2	**Totale prezzo di vendita**	**35**	**35**
	a dedurre:		
	Indebitamento finanziario netto delle discontinued operations		428
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	
2	**Flusso di cassa dei disinvestimenti**	**34**	**463**

Investimenti tecnici

(€ milioni)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
2.254	Exploration & Production	2.601	2.297	(11,7)
	- acquisto di riserve proved e unproved		*2*	..
52	*- costi geologici e geofisici*	65	*55*	*(15,4)*
75	*- ricerca esplorativa*	*177*	*90*	*(49,2)*
2.097	*- sviluppo*	*2.346*	*2.122*	*(9,5)*
30	*- altro*	*13*	*28*	..
74	Gas & Power	18	22	22,2
174	Refining & Marketing	73	49	(32,9)
32	Corporate e altre attività	7	9	28,6
147	Elisioni di consolidamento	20	97	
2.681	**Investimenti tecnici - continuing operations**	**2.719**	**2.474**	**(9,0)**
52	**Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa**	**65**	**55**	**(15,4)**
2.629	**Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento**	**2.654**	**2.419**	***(8,9)***

Nel primo trimestre 2016 gli investimenti tecnici di €2.419 milioni (€2.654 milioni nel primo trimestre 2015) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Angola, Egitto, Indonesia, Kazakhstan, Norvegia, Ghana e Italia, e le attività di ricerca esplorativa in particolare in Egitto e Congo;

- l'attività di raffinazione (€39 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€10 milioni);

- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€8 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2015			I trim. 2015	I trim. 2016
1.884	**Produzione di idrocarburi** [(a) (b)]	(migliaia di boe/giorno)	**1.697**	**1.754**
169	Italia		165	154
192	Resto d'Europa		186	190
684	Africa Settentrionale		638	616
343	Africa Sub-Sahariana		342	343
100	Kazakhstan		100	118
201	Resto dell'Asia		109	132
170	America		128	178
25	Australia e Oceania		29	23
166,2	**Produzione venduta** [(a)]	(milioni di boe)	**144,5**	**151,5**

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2015			I trim. 2015	I trim. 2016
998	**Produzione di petrolio e condensati** [(a)]	(migliaia di barili/giorno)	**860**	**890**
69	Italia		66	61
85	Resto d'Europa		89	89
290	Africa Settentrionale		248	244
258	Africa Sub-Sahariana		256	260
57	Kazakhstan		57	67
148	Resto dell'Asia		50	81
87	America		87	86
4	Australia e Oceania		7	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2015			I trim. 2015	I trim. 2016
138	**Produzione di gas naturale** [(a) (b)]	(milioni di metri cubi/giorno)	**130**	**134**
16	Italia		16	14
17	Resto d'Europa		15	16
61	Africa Settentrionale		61	58
13	Africa Sub-Sahariana		13	13
7	Kazakhstan		7	8
8	Resto dell'Asia		9	8
13	America		6	14
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 (12,1 e 11,3 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2016 e 2015, rispettivamente, e 11,5 nel quarto trimestre 2015).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2015		I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
9,51	**ITALIA**	**10,53**	**10,79**	**2,5**
1,36	- Grossisti	1,72	1,61	(6,4)
3,45	- PSV e borsa	2,75	3,55	29,1
1,04	- Industriali	1,36	1,14	(16,2)
0,43	- PMI e terziario	0,55	0,66	20,0
0,16	- Termoelettrici	0,26	0,21	(19,2)
1,52	- Residenziali	2,35	2,09	(11,1)
1,55	- Autoconsumi	1,54	1,53	(0,6)
12,87	**VENDITE INTERNAZIONALI**	**15,09**	**13,31**	**(11,8)**
10,36	**Resto d'Europa**	**12,97**	**11,30**	**(12,9)**
1,17	- Importatori in Italia	1,13	1,13	
9,19	- Mercati europei	11,84	10,17	(14,1)
1,55	*Penisola Iberica*	*1,14*	*1,38*	*21,1*
0,96	*Germania/Austria*	*1,61*	*1,37*	*(14,9)*
1,74	*Benelux*	*2,84*	*2,13*	*(25,0)*
0,57	*Ungheria*	*0,72*	*0,73*	*1,4*
0,43	*Regno Unito*	*0,72*	*0,37*	*(48,6)*
2,06	*Turchia*	*2,07*	*1,59*	*(23,2)*
1,73	*Francia*	*2,53*	*2,23*	*(11,9)*
0,15	*Altro*	*0,21*	*0,37*	*76,2*
1,66	**Mercati extra europei**	**1,34**	**1,20**	**(10,4)**
0,85	**E&P in Europa e Golfo del Messico**	**0,78**	**0,81**	**3,8**
22,38	**TOTALE VENDITE GAS MONDO**	**25,62**	**24,10**	**(5,9)**