



Eni: risultati del primo trimestre 2016

San Donato Milanese (Milano), 29 aprile 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 2016¹ 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

- EBIT² adjusted positivi in tutti i settori, nonostante lo scenario particolarmente depresso
- Continuing operations³:
 - 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 flow⁴: €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	(€ 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)	..

IV trim. 2015	(€ milioni)	I trim. 2015	I trim. 2016	Var. %
(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 netto⁵ 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 leverag⁶ - 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

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 che 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 raffinazione 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 "Utile 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 spesi 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				Esercizio 2015	RIESPOSTO				Esercizio 2015
	I trim. 2015	II trim. 2015	III trim. 2015	IV trim. 2015		I trim. 2015	II trim. 2015	III trim. 2015	IV trim. 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)

(€ milioni)	PUBBLICATO				Esercizio 2015	RIESPOSTO				Esercizio 2015
	I trim. 2015	II trim. 2015	III trim. 2015	IV trim. 2015		I trim. 2015	II trim. 2015	III trim. 2015	IV trim. 2015	
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.

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.

* * *

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.