



Eni: risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2015

San Donato Milanese, 30 luglio 2015 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2015 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: 1,754 mln boe/g nel trimestre +10,7%; 1,726 mln boe/g nel semestre +9%, crescita organica record negli anni 2000¹. Escludendo l'effetto prezzo positivo nei contratti di production sharing +7,1% (+5,2% nel semestre);**
- **Revisione guidance produzione anno intero dal +5% a oltre il 7%;**
- **Gli avvii/ramp-up di giacimenti hanno contribuito 105 mila boe/giorno alle produzioni del semestre principalmente in Angola (West Hub e Kizomba Satelliti fase 2), Congo (Nené Marine) e USA (Hadrian South e Lucius);**
- **Avviato a luglio il giacimento giant a gas Perla nell'offshore del Venezuela, con un time to market al top del settore;**
- **Confermato il prossimo avvio del giacimento a olio Goliat nella sezione norvegese del mare di Barents;**
- **Nel semestre accertate risorse esplorative per 300 milioni di boe al costo unitario di 1,7 \$/boe;**
- **Firmati accordi in Egitto per nuovi progetti di sviluppo oil&gas e la revisione di alcuni contratti petroliferi esistenti;**
- **Firmati accordi per la vendita di GNL del progetto offshore Jangkrik in Indonesia con avvio nel 2017.**

Highlight finanziari

- **Cash flow operativo²: €3,37 miliardi nel trimestre (€5,68 miliardi nel semestre), stabili rispetto al 2014 nonostante il forte peggioramento dello scenario;**
- **Indebitamento finanziario netto €16,5 miliardi a fine giugno; leverage a 0,26 (0,22 al 31 dicembre 2014);**
- **Utile operativo adjusted esclusa Saipem: -41% nel trimestre a €1,50 miliardi (-51% a €2,91 miliardi nel semestre); G&P, R&M e Chimica positivi in entrambi i reporting period 2015;**
- **Utile operativo adjusted: -72% a €0,76 miliardi nel trimestre (-63% a €2,33 miliardi nel semestre);**
- **Utile netto adjusted esclusa Saipem: €0,45 miliardi nel trimestre (-46%); €1,05 miliardi nel semestre (-47%);**
- **Utile netto adjusted: €0,14 miliardi nel trimestre (-84%); €0,79 miliardi nel semestre (-62%);**
- **Utile netto: -€0,11 miliardi nel trimestre; €0,59 miliardi nel semestre (-70%);**
- **Proposta di acconto dividendo di €0,40 per azione.**

¹ Con l'eccezione del secondo semestre 2012 per la ripresa della produzione libica.

² Flusso di cassa netto da attività operativa.

Claudio Descalzi, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel primo semestre di quest'anno abbiamo conseguito ottimi risultati industriali in tutti i business che ci hanno consentito di rivedere al rialzo alcuni degli obiettivi del piano strategico presentato a marzo. Nel settore upstream abbiamo raggiunto una crescita produttiva record e abbiamo contenuto significativamente i costi. Inoltre, il recente avvio della produzione del campo di Perla, in Venezuela, e l'ormai prossimo avvio di Goliat, in Norvegia, forniranno un contributo importante nella seconda parte dell'anno. I business del mid-downstream hanno tutti ottenuto risultati positivi, grazie ai forti progressi nel riassetto dei nostri impianti di raffinazione e petrolchimici, al successo nelle rinegoziazioni dei contratti gas e agli ulteriori interventi sull'efficienza. Queste azioni hanno contribuito a limitare gli effetti della caduta dei prezzi degli idrocarburi, sia in termini economici, sia in termini di cassa. Nonostante il dimezzamento del prezzo del barile, abbiamo conseguito €5,7 miliardi di cash flow, in linea con il primo semestre dello scorso anno, che ha finanziato la quasi totalità degli investimenti realizzati nel semestre. Si tratta di un risultato particolarmente rilevante, dato che operiamo in un settore che oggi ha come principale sfida proprio l'autofinanziamento degli investimenti. Questi risultati superiori alle attese ci consentono di confermare la proposta al CdA al prossimo 17 settembre di un acconto dividendo pari a €0,40 per azione."

Nella stessa occasione il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015 redatta ai sensi dell'art. 154-ter TUF che è stata contestualmente trasmessa alla Società di revisione. La pubblicazione della relazione semestrale è prevista nei termini di legge unitamente agli esiti dell'attività di revisione.

Highlight finanziari

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	I semestre		
						2014	2015	Var. %
2.728	1.567	762	(72,1)	Utile operativo adjusted ^(b)		6.219	2.329	(62,6)
2.563	1.407	1.502	(41,4)	Utile operativo adjusted senza Saipem		5.926	2.909	(50,9)
883	648	139	(84,3)	Utile netto adjusted		2.074	787	(62,1)
0,24	0,18	0,04	(83,3)	- per azione (€) ^(c)		0,57	0,22	(61,4)
0,66	0,41	0,09	(86,4)	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,56	0,49	(68,6)
831	600	448	(46,1)	Utile netto adjusted senza Saipem		1.981	1.048	(47,1)
658	704	(113)	..	Utile netto		1.961	591	(69,9)
0,18	0,20	(0,04)	..	- per azione (€) ^(c)		0,54	0,16	(70,4)
0,49	0,45	(0,09)	..	- per ADR (\$) ^{(c) (d)}		1,48	0,36	(75,7)
636	769	214	(66,4)	Utile netto senza Saipem		1.913	983	(48,6)
3.589	2.304	3.374	(6,0)	Flusso di cassa netto da attività operativa		5.740	5.678	(1,1)

(a) Di competenza degli azionisti Eni.

(b) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo adjusted

Nel secondo trimestre 2015 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €1,50 miliardi, escluso il risultato Saipem negativo per €0,74 miliardi, in calo del 41% rispetto al secondo trimestre 2014 a causa della flessione della performance dell'E&P (-€1,5 miliardi, pari al 49%) trainata dal calo di circa il 44% del prezzo del petrolio, il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-19%). La riduzione della E&P è stata in parte compensata dal sensibile miglioramento della performance di R&M e della Chimica (+€0,36 miliardi) grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività.

Saipem ha registrato nel secondo trimestre 2015 la perdita adjusted di €0,74 miliardi a causa di write down di lavori in corso e crediti commerciali in considerazione del debole scenario del settore petrolifero.

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del trimestre è stato di €0,76 miliardi con una flessione del 72% su cui ha inciso l'effetto scenario negativo per €1,6 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €0,6 miliardi.

Nel primo semestre 2015 l'utile operativo adjusted esclusa Saipem (-€0,58 miliardi) è stato di €2,91 miliardi con una diminuzione del 51% a causa della contrazione del 61% della performance della E&P (-€3,9 miliardi) indotta dalla forte riduzione del prezzo del petrolio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei settori R&M e Chimica (+€0,8 miliardi) e in misura minore del settore G&P (+€0,07 miliardi).

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del semestre è stato di €2,33 miliardi con una flessione del 63%. Complessivamente sul risultato operativo adjusted l'effetto scenario ha pesato per €3,8 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €0,8 miliardi.

Utile netto adjusted

Nel secondo trimestre 2015 l'utile netto adjusted esclusa Saipem è stato di €0,45 miliardi con una flessione del 46% rispetto al secondo trimestre 2014 dovuta al calo dell'utile operativo, alla variazione negativa del fair value delle partecipazioni di Snam e Galp (perdita di €53 milioni rispetto a proventi di €99 milioni nel periodo di confronto), nonché all'aumento del tax rate (2 punti percentuali) dovuto alla mancata valorizzazione fiscale dei citati oneri su partecipazioni e alla maggiore incidenza di paesi a più elevata fiscalità, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del settore E&P. Su base consolidata l'utile netto adjusted del trimestre è stato di €0,14 miliardi con una flessione dell'84% e un tax rate in aumento al 147% dovuto alla mancata valorizzazione fiscale dei suddetti write-down di Saipem.

L'utile netto adjusted del primo semestre 2015 di €1,05 miliardi esclusa Saipem è diminuito del 47% rispetto al primo semestre 2014 (-€0,93 miliardi). Su base consolidata l'utile netto adjusted del semestre è stato di €0,79 miliardi con una flessione del 62% e un tax rate in aumento all'83%.

Cash flow operativo

Nel primo semestre 2015 il flusso di cassa netto dell'attività operativa di €5,68 miliardi e gli incassi da dismissioni (€0,64 miliardi) hanno coperto buona parte dei fabbisogni per il pagamento dei dividendi (€2,02 miliardi) e gli investimenti di periodo (€6,24 miliardi). L'indebitamento finanziario netto³ al 30 giugno 2015 è pari a €16,48 miliardi con un incremento di €2,79 miliardi rispetto a fine 2014.

Rispetto alla situazione al 31 marzo 2015, l'indebitamento finanziario netto è aumentato di €1,34 miliardi per effetto del pagamento del saldo dividendo 2014 di Eni e degli investimenti di periodo, parzialmente compensati dal flusso di cassa netto da attività operativa (€3,37 miliardi), che sconta minori crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile rispetto a quanto fatto al 31 marzo 2015 (-€0,26 miliardi).

Il leverage⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è aumentato a 0,26 al 30 giugno 2015 rispetto a 0,22 al 31 dicembre 2014, a causa dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto, attenuato dall'incremento del total equity dovuto all'effetto positivo (+€3,5 miliardi) delle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (cambio dollaro/euro +7,8% nelle rilevazioni di chiusura a fine 2014 e al 30 giugno 2015). Rispetto alla situazione al 31 marzo 2015 il leverage è aumentato di 0,04 anche per la riduzione delle differenze cambio da conversione (-€1,8 miliardi) a causa dell'apprezzamento dell'euro (+4%).

Acconto dividendo 2015

Sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2015 e delle previsioni per l'intero esercizio, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2015 sarà di €0,40 per azione⁵ (€0,56 nel 2014) da mettere in pagamento a partire dal 23 settembre 2015 con stacco cedola il 21 settembre 2015.

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. pag. 33.

⁵ Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

Highlight operativi

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI		I semestre		
						2014	2015	Var. %
1.584	1.697	1.754	10,7	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.583	1.726	9,0
813	860	903	11,1	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	817	882	8,0
120	130	132	10,0	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	119	131	10,1
19,09	25,62	22,39	17,3	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	45,85	48,01	4,7
7,75	8,47	8,35	7,7	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	16,00	16,82	5,1
2,38	2,04	2,29	(3,8)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	4,54	4,33	(4,6)
1,36	1,43	1,33	(2,4)	Produzione prodotti petrolchimici	(milioni di tonnellate)	2,80	2,76	(1,6)

Exploration & Production

La produzione di idrocarburi del secondo trimestre 2015 è stata di 1,754 milioni di boe/giorno, in aumento del 10,7% (1,726 milioni di boe/giorno nel semestre; +9%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement, la produzione registra un incremento del 7,1% (+5,2% nel semestre) dovuto al contributo dei nuovi avvii e dei ramp-up di campi avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Congo, Stati Uniti, Egitto e Regno Unito e delle maggiori produzioni in Libia. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2015 le vendite di gas naturale sono state di 22,39 miliardi di metri cubi, in aumento di 3,30 miliardi di metri cubi (+17,3%) rispetto al secondo trimestre 2014. Le vendite in Italia sono aumentate del 45,5% a 10,58 miliardi di metri cubi grazie alle maggiori vendite all'hub (PSV) e ai maggiori volumi commercializzati nel segmento civile per effetto climatico, parzialmente compensati dalla flessione nei settori grossisti e termoelettrici. Le vendite nei mercati europei di 8,37 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 7,1%, principalmente in Germania come conseguenza della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014, e in Benelux per minori vendite ai grossisti. Considerando il primo semestre, il confronto tra 2015 e 2014 registra una crescita complessiva di Eni del 4,7%, raggiungendo 48,01 miliardi di metri cubi.

Refining & Marketing

Nel secondo trimestre 2015 il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha quadruplicato il suo valore rispetto al livello particolarmente depresso del secondo trimestre 2014 per effetto del calo della quotazione del marker Brent e dell'apprezzamento della benzina in un contesto di indisponibilità di impianti di produzione per fermate manutentive. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia sono state di 1,50 milioni di tonnellate nel secondo trimestre, evidenziando una contrazione del 6,2% a causa principalmente della forte pressione competitiva. La quota di mercato è pari al 24,3% nel secondo trimestre 2015, in calo di 1,9 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (26,2%). Le vendite rete nel resto d'Europa del secondo trimestre 2015 sono sostanzialmente stabili.

Chimica

La Chimica ha beneficiato delle azioni di ristrutturazione e riconversione del business poste in essere negli esercizi precedenti e dei migliorati margini delle commodity (in particolare la filiera etilene-polietilene-stirene) sostenuti dalla temporanea carenza di prodotto a causa di fermate non programmate di impianti, da una certa ripresa della domanda interna e dalla svalutazione dell'euro che ha reso meno competitive le importazioni.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del secondo trimestre e del primo semestre 2015 hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-19,4% e -18,5% rispettivamente nei due periodi di confronto).

Sviluppi di business

All'inizio di luglio è stato avviato il giacimento giant a gas Perla nell'offshore venezuelano, uno degli start up più significativi del 2015 per l'Eni. Il giacimento operato da una joint venture paritetica con Repsol è stato sviluppato con un time-to-market di soli 5 anni, un tempo che si posiziona fra i migliori nel settore grazie all'utilizzo di moduli prefabbricati per la costruzione degli impianti di trattamento a terra, per minimizzare i lavori di costruzione.

Perla ha un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto (3,1 miliardi di barili di olio equivalente) e il full field plateau è stato pianificato in tre fasi per ridurre i tempi e diluire gli investimenti: la Fase 1 (*Early Production*) ha un plateau di produzione di circa 13 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 40 mila boe/giorno in quota Eni) incrementato dagli 8,4 milioni di metri cubi/giorno pianificati inizialmente, la Fase 2 prevede un plateau di circa 23 milioni di metri cubi/giorno dal 2017 (pari a circa 73 mila boe/giorno in quota Eni) e la Fase 3 un plateau finale di circa 34 milioni di metri cubi/giorno dal 2020 (corrispondenti a circa 110 mila boe/giorno in quota Eni).

Lo sviluppo del campo è stato reso possibile dalla firma del Gas Sales Agreement con PDVSA per le tre fasi di produzione, fino al 2036. Il gas sarà principalmente utilizzato da PDVSA nel mercato domestico.

E' stato finalizzato l'accordo con KazMunayGas per il trasferimento a Eni del 50% dei diritti di sfruttamento del sottosuolo per la ricerca e la produzione di idrocarburi nel blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale minerario, sarà gestito da una joint operating company tra Eni e KMG. Eni metterà a disposizione della venture le proprie tecnologie proprietarie. Il closing avverrà nei prossimi mesi con l'approvazione della transazione da parte della Repubblica del Kazakhstan.

Sono stati firmati tra i partner del progetto di sviluppo della scoperta a gas Jangkrik (Eni 55%, operatore) e PT Pertamina due accordi per la compravendita del GNL che sarà prodotto dal campo per un volume complessivo di 1,4 milioni di tonnellate/anno a partire dal 2017. Tali accordi rappresentano un importante progresso per la finalizzazione dello sviluppo di Jangkrik, che rappresenta uno dei primi progetti a gas in acque profonde in Indonesia sviluppato con uno schema di esecuzione accelerato.

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

In Egitto è stato firmato con le competenti autorità del Paese un accordo petrolifero che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stato definito con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, i cui effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015 sono stati rilevati nei conti al 30 giugno 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato.

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

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

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

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

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

Scoperte "near-field": i) in Egitto nuove scoperte a olio e gas nella concessione Melehia con il pozzo Melehia West Deep, nel deserto occidentale e a gas nel prospetto esplorativo Nooros, nella licenza di Abu Madi West, nel Delta del Nilo; ii) in Libia ritrovamenti a gas e condensati nell'area contrattuale D nell'offshore che hanno interessato il prospetto esplorativo Bouri Nord e Bahr Essalam Sud, in entrambe le circostanze in prossimità dei giacimenti in produzione; iii) in Indonesia l'attività di valutazione della scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinngan (Eni operatore, 85%), ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in posto. Eni valuta la possibilità di sviluppo accelerato della scoperta per ottimizzare le sinergie con il vicino campo offshore di Jangkrik, anch'esso operato da Eni.

Nel semestre si segnalano i seguenti avvii produttivi:

(i) Kizomba Satellite Fase 2, nel blocco 15, nell'offshore dell'Angola, con un totale di circa 190 milioni di barili di olio di riserve recuperabili e un picco produttivo atteso di 70.000 barili/giorno;

(ii) Cinguvu nell'ambito del progetto West Hub Development nel blocco 15/06 in Angola che prevede lo sviluppo modulare delle numerose scoperte del blocco per sostenerne il plateau produttivo. Il giacimento Cinguvu è il secondo a entrare in produzione dopo Sangos avviato nel 2014. I due giacimenti producono circa 60.000 barili/giorno;

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

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

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

Offerta di riacquisto del prestito obbligazionario convertibile in azioni Galp Energia

Nell'ambito del prestito obbligazionario da €1.028.100.000 con scadenza 2015, convertibile in azioni ordinarie di Galp Energia SGPS S.A., Eni, in qualità di emittente, ha aderito all'offerta di vendita da parte dei portatori delle obbligazioni per l'importo nominale complessivo di €514.900.000 a fronte del pagamento per cassa. L'operazione è stata eseguita in base a una procedura d'asta competitiva. Il prezzo di acquisto delle obbligazioni validamente offerte è stato fissato in €100.400 per ogni €100.000 di valore nominale di tali obbligazioni. La data di regolamento è stata il 4 giugno 2015. Eni ha corrisposto, in aggiunta al prezzo di acquisto, gli interessi maturati e non ancora versati sino alla data di regolamento. Le obbligazioni riacquistate da Eni saranno cancellate in conformità al relativo regolamento, mentre le obbligazioni che non sono state offerte in vendita e/o riacquistate rimarranno in circolazione e soggette al relativo regolamento.

Versalis

Firmato un accordo di cooperazione tecnologica con Ecombine ed EVE Rubber Institute per lo sviluppo di un'innovativa piattaforma tecnologica integrata che punta a commercializzare una nuova gamma di materiali elastomerici a elevate prestazioni meccaniche e basso impatto ambientale.

Firmato un accordo con la società indiana Reliance Industries Ltd per la commercializzazione della gomma stirene-butadiene.

Corporate Social Responsibility

Nel maggio 2015 è stato assegnato a Eni il "Corporate Social Responsibility Award" per il contributo offerto allo sviluppo sostenibile nel territorio in cui operano e nella responsabilità sociale d'impresa. I

valori che hanno contraddistinto Eni hanno riguardato la valorizzazione delle persone, l'attenzione all'ambiente, lo sviluppo delle comunità, la cultura e l'innovazione tecnologica.

Eni e il Politecnico di Milano hanno rinnovato fino al 2018 l'accordo di collaborazione finalizzato a supportare, secondo criteri di sostenibilità economica, ambientale e sociale, le innovazioni di frontiera dei processi e delle tecnologie nel settore oil&gas.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

- **produzione di idrocarburi**: è prevista una solida crescita rispetto al 2014 di oltre il 7% grazie agli avvii e ai ramp-up di giacimenti avviati nel 2014, principalmente in Venezuela, Norvegia, Stati Uniti, Angola e Congo e ai maggiori volumi attesi in Libia;
- **vendite di gas**: sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale nel segmento grandi clienti e in quello retail per contrastare la pressione competitiva;
- **lavorazioni in conto proprio**: escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nell'Est Europa, sono previste in aumento per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario, nonché per effetto della migliore performance attesa dell'impianto di conversione EST presso Sannazzaro e di minori fermate. In aumento le produzioni di biocarburanti del sito di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa**: sono previste in leggera flessione in Italia in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva con una migliore performance della rete di proprietà. Stabili all'estero escludendo l'effetto della cessione delle reti in Est Europa.

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

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le best practices di mercato illustra i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2015, non sottoposti a revisione contabile. I risultati del semestre unitamente ai principali trend di business rappresentano una sintesi della relazione finanziaria semestrale redatta ai sensi dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza (TUF) che è stata approvata dal CdA Eni in data odierna e contestualmente trasmessa alla Società di revisione per l'assolvimento degli obblighi di competenza. La relazione finanziaria semestrale sarà pubblicata entro i termini di legge unitamente agli esiti delle verifiche di revisione.

Le informazioni economiche del presente comunicato sono fornite con riferimento al secondo e al primo trimestre 2015 e al secondo trimestre 2014 e al primo semestre 2015 e 2014. Le informazioni dei flussi di cassa sono presentate con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2015, al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella Relazione finanziaria semestrale consolidata e nella Relazione finanziaria annuale consolidata.

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione della situazione contabile al 30 giugno 2015 sono gli stessi adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2014, ai quali si rinvia.

Nuovo segmental reporting Eni

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

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

- i risultati delle attività di trading di greggio e prodotti petroliferi e le associate attività di risk management che sono stati trasferiti al settore G&P, coerentemente con la struttura organizzativa definita. In precedenza tali attività erano riportate nel segmento R&M nella logica di rappresentare i risultati per filiera di commodity. Nel 2014 l'attività oggetto di trasferimento ha registrato circa €50 miliardi di ricavi e una perdita operativa reported di €122 milioni;
- i risultati dei due segmenti operativi Versalis e R&M, che sono stati combinati in un unico reportable segment poiché organizzativamente unificati e in considerazione delle previsioni di ritorni economici simili e della comparabilità dei prodotti e dei processi produttivi gestiti dei due business.
- i precedenti segmenti "Corporate e società finanziarie" e "Altre attività" che sono stati accorpati in quanto residuali, al fine di ridurre il numero dei reportable segment in linea con la segment information adottata dai principali player Oil&Gas.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili. Inoltre il management valuta l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted dei segmenti operativi. I risultati adjusted sono Non-GAAP measure di cui si fornisce informativa nelle note di commento a questo comunicato stampa.

Al 30 giugno 2015 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

- **E&P:** comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL;
- **G&P:** comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore G&P comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione dell'Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione;
- **R&M e Chimica:** comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici, riportati distintamente nei precedenti reporting periods;
- **Ingegneria & Costruzioni:** Eni attraverso la controllata Saipem, quotata alla borsa di Milano (quota Eni 43%) è attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti e infrastrutture per l'industria oil&gas e nella fornitura di servizi di perforazione e altri oilfield services;
- **Corporate e altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial.

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tali cambiamenti.

Di seguito si riportano le principali misure di risultato per segmento operativo relative all'esercizio 2014 e ai periodi di confronto del presente comunicato stampa riesposte in coerenza con il nuovo segmental reporting adottato da Eni. Per maggiori informazioni sul nuovo segmental reporting Eni si rinvia alle note del comunicato stampa relativo ai risultati del primo trimestre 2015 pubblicato il 29 aprile 2015.

PUBBLICATO

(€ milioni)	E&P	G&P	R&M	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
Il trim. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	7.368	5.558	15.339	1.402	3.075	342	19	(5.750)	27.353
Utile operativo	2.791	40	(262)	(158)	164	(63)	(93)	(164)	2.255
Utile operativo adjusted	2.981	70	(219)	(93)	165	(58)	(43)	(75)	2.728
I sem. 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	14.802	14.782	28.686	2.804	5.966	671	34	(11.189)	56.556
Utile operativo	6.221	653	(623)	(286)	291	(143)	(145)	(67)	5.901
Utile operativo adjusted	6.431	311	(442)	(182)	293	(139)	(88)	35	6.219
Esercizio 2014									
Ricavi della gestione caratteristica	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378	78	(22.657)	109.847
Utile operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)	(272)	398	7.917
Utile operativo adjusted	11.551	310	(208)	(346)	479	(265)	(178)	231	11.574
Attività direttamente attribuibili	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042	258	(486)	115.792

RIESPOSTO

(€ milioni)	E&P	G&P	R&M e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Elisioni	Totale Gruppo
Il trim. 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	7.368	17.968	7.439	3.075	353	(8.850)	27.353
Utile operativo	2.791	(19)	(361)	164	(156)	(164)	2.255
Utile operativo adjusted	2.981	14	(256)	165	(101)	(75)	2.728
I sem. 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	14.802	37.941	14.455	5.966	691	(17.299)	56.556
Utile operativo	6.221	592	(848)	291	(288)	(67)	5.901
Utile operativo adjusted	6.431	256	(569)	293	(227)	35	6.219
Esercizio 2014							
Ricavi della gestione caratteristica	28.488	73.434	28.994	12.873	1.429	(35.371)	109.847
Utile operativo	10.766	64	(2.811)	18	(518)	398	7.917
Utile operativo adjusted	11.551	168	(412)	479	(443)	231	11.574
Attività direttamente attribuibili	68.113	19.342	13.313	14.210	1.300	(486)	115.792

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

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

Disclaimer

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

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2015 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Relazione trimestrale consolidata

Sintesi dei risultati del secondo trimestre e primo semestre 2015

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
27.353	23.786	22.193	(18,9)	Ricavi della gestione caratteristica	56.556	45.979	(18,7)
2.255	1.551	394	(82,5)	Utile operativo	5.901	1.945	(67,0)
8	125	(66)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	15	59	
465	(109)	434		Esclusione special item	303	325	
2.728	1.567	762	(72,1)	Utile operativo adjusted	6.219	2.329	(62,6)
				Dettaglio per settore di attività			
2.981	955	1.533	(48,6)	<i>Exploration & Production</i>	6.431	2.488	(61,3)
14	294	31	..	<i>Gas & Power</i>	256	325	27,0
(256)	121	105	..	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(569)	226	..
165	160	(740)	..	<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	293	(580)	..
(101)	(89)	(123)	(21,8)	<i>Corporate e altre attività</i>	(227)	(212)	6,6
(75)	126	(44)		<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)</i>	35	82	
2.563	1.407	1.502	(41,4)	Utile operativo adjusted senza Saipem	5.926	2.909	(50,9)
(252)	(185)	(256)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(473)	(441)	
285	299	152		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	481	451	
(1.839)	(977)	(965)		Imposte sul reddito ^(b)	(4.074)	(1.942)	
66,6	58,1	146,7		Tax rate (%)	65,4	83,0	
922	704	(307)	..	Utile netto adjusted	2.153	397	(81,6)
658	704	(113)	..	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.961	591	(69,9)
5	87	(46)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	11	41	
220	(143)	298		Esclusione special item	102	155	
883	648	139	(84,3)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.074	787	(62,1)
831	600	448	(46,1)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni senza Saipem	1.981	1.048	(47,1)
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,18	0,20	(0,04)	..	per azione (€)	0,54	0,16	(70,4)
0,49	0,45	(0,09)	..	per ADR (\$)	1,48	0,36	(75,7)
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,24	0,18	0,04	(83,3)	per azione (€)	0,57	0,22	(61,4)
0,66	0,41	0,09	(86,4)	per ADR (\$)	1,56	0,49	(68,6)
3.612,2	3.601,1	3.601,1		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(c)	3.615,0	3.601,1	
3.589	2.304	3.374	(6,0)	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.740	5.678	(1,1)
2.979	2.899	3.338	12,1	Investimenti tecnici	5.524	6.237	12,9

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

(b) Escludono gli special item.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
109,63	53,97	61,92	(43,5)	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,93	57,95	(46,8)
1,371	1,126	1,105	(19,4)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,370	1,116	(18,5)
79,96	47,93	56,04	(29,9)	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,51	51,93	(34,7)
2,29	7,57	9,13	..	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	1,73	8,35	..
7,55	7,27	6,84	(9,4)	Prezzo gas NBP ^(d)	8,75	7,05	(19,4)
0,30	0,05	(0,01)	..	Euribor - a tre mesi (%)	0,30	0,02	(93,3)
0,20	0,26	0,28	40,0	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,20	0,27	35,0

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

Risultati di Gruppo

Reported

Nel secondo trimestre 2015 Eni ha registrato l'**utile operativo** di €394 milioni e la **perdita netta** di €113 milioni, a fronte dell'utile operativo di €2.255 milioni e dell'utile netto di €658 milioni nel secondo trimestre 2014.

La performance operativa (-82,5%) è stata penalizzata dal crollo delle quotazioni del petrolio (-44% per il riferimento Brent) che ha determinato la contrazione dei ricavi del settore E&P nonché dal peggioramento dei risultati di Saipem in considerazione del debole scenario del settore petrolifero. Tali driver sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle produzioni, dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dal miglioramento dei risultati dei business raffinazione e chimica grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività.

Il trimestre chiude con una perdita netta di €113 milioni, rispetto all'utile netto di €658 milioni del secondo trimestre 2014, penalizzato dai minori proventi dalla valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi bond convertibili (-€152 milioni). Il tax rate aumenta per effetto della mancata valorizzazione fiscale della perdita Saipem.

Adjusted

Nel secondo trimestre 2015 l'**utile operativo adjusted** esclusa la perdita Saipem di €740 milioni è stato di €1.502 milioni, con una riduzione del 41,4% rispetto al secondo trimestre 2014 (€2.909 milioni, -50,9% nel semestre). L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni**, esclusa Saipem, nel secondo trimestre 2015 ammonta a €448 milioni, con una riduzione di €383 milioni rispetto al secondo trimestre 2014, pari al 46,1% (€1.048 milioni, in riduzione di €933 milioni rispetto al primo semestre 2014, -47,1%).

Su base consolidata l'utile operativo adjusted del trimestre è stato di €762 milioni con una flessione del 72,1%; l'utile netto adjusted di €139 milioni è diminuito di €744 milioni, -84,3%. Le rettifiche hanno riguardato l'utile di magazzino di €46 milioni e special item costituiti da oneri netti di €298 milioni determinati dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi, in particolare gli effetti dei derivati posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (oneri pari a €99 milioni).

Nel primo semestre 2015, su base consolidata l'utile operativo adjusted è stato di €2.329 milioni con una flessione del 62,6%; l'utile netto adjusted di €787 milioni è diminuito di €1.287 milioni, -62,1%, dopo aver escluso la perdita di magazzino di €41 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €155 milioni, con una rettifica complessiva positiva di €196 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €434 milioni e €325 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre, relativi principalmente a: (i) plusvalenze da cessione (€344 milioni nel semestre) riferite in particolare a proprietà oil&gas non strategiche in Nigeria; (ii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €51 milioni e €157 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre); (iii) svalutazioni (€323 milioni e €351 milioni nel trimestre e nel semestre) relative principalmente a mezzi e basi logistiche di Saipem (€211 milioni) per le minori prospettive di utilizzo, a una proprietà oil&gas in Regno Unito (€49 milioni) e investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e Chimica; (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€124 milioni e €144 milioni nei due periodi) e per incentivazione all'esodo (€10 milioni e €16 milioni, rispettivamente).

Gli **special item non operativi** escludono principalmente la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€83 milioni). Gli special item relativi alle imposte sul reddito comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, il reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

Risultati per settore

L'andamento dell'utile netto adjusted di Gruppo nel secondo trimestre e primo semestre 2015 è stato determinato dal minor utile operativo adjusted registrato nei settori Exploration & Production e Ingegneria & Costruzioni. In controtendenza, il settore Refining & Marketing e Chimica che ha beneficiato della ripresa dei margini di raffinazione e dei prodotti chimici e dell'effetto delle azioni di efficienza e ottimizzazione.

Exploration & Production

Nel secondo trimestre 2015 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.533 milioni con una riduzione del 48,6% (-61,3% nel semestre) per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -42% e -44% nel trimestre e nel semestre rispettivamente) che segue l'andamento del marker Brent (-44%) e la debolezza del mercato del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta e dai minori costi per attività esplorativa. L'utile netto adjusted di €571 milioni è diminuito del 50,4% (nel semestre €689 milioni; -72%) penalizzato dall'incremento di 2 punti percentuali del tax rate (circa 11 punti percentuali nel semestre) a causa della maggiore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità.

Gas & Power

Nel secondo trimestre 2015 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €31 milioni, (+€17 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) per effetto delle revisioni contrattuali del periodo, parzialmente compensate da minori effetti una tantum, in uno scenario di mercato debole sia per il gas sia per l'elettricità. Il settore ha chiuso il trimestre con l'utile netto adjusted di €4 milioni (+€2 milioni rispetto al secondo trimestre 2014). Nel primo semestre 2015 il settore ha registrato l'utile operativo adjusted di €325 milioni con un incremento di €69 milioni rispetto al primo semestre 2014 per la migliorata competitività del portafoglio gas per effetto delle rinegoziazioni e per la buona performance del segmento retail grazie ai maggiori volumi commercializzati dovuti alle più rigide condizioni climatiche registrate rispetto ai mesi invernali del 2014. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla circostanza che il primo semestre 2014 beneficiava di maggiori effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti. Il settore ha chiuso il semestre con l'utile netto adjusted di €222 milioni con un miglioramento di €59 milioni rispetto al semestre 2014.

Refining & Marketing e Chimica

Nel secondo trimestre 2015 il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'utile operativo adjusted di €105 milioni con un miglioramento di €361 milioni rispetto alla perdita operativa adjusted di €256 milioni del secondo trimestre 2014 (€226 milioni l'utile operativo del semestre, +€795 milioni rispetto al semestre 2014). Tale incremento è attribuibile alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività. L'utile netto adjusted del secondo trimestre 2015 di €79 milioni evidenzia un miglioramento di €283 milioni rispetto alla perdita netta di €204 milioni del secondo trimestre 2014 (€175 milioni, +€618 milioni rispetto alla perdita netta adjusted di €443 milioni del semestre 2014).

Ingegneria & Costruzioni

Nel secondo trimestre 2015 il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato la perdita operativa adjusted di €740 milioni (-€580 milioni nel semestre). Il confronto con il 2014 evidenzia un peggioramento di €905 milioni (-€873 milioni su base semestrale) a causa di write-down di lavori in corso e crediti commerciali in considerazione del debole scenario del settore petrolifero. La perdita netta adjusted di €717 milioni nel trimestre (-€606 milioni nel semestre) si confronta con un utile netto adjusted di €120 milioni (un utile netto di €215 milioni nel semestre 2014).

Stato patrimoniale riclassificato⁶

(€ milioni)

	31 dic. 2014	31 mar. 2015	30 giu. 2015	Var. ass. vs 31 dic. 2014	Var. ass. vs 31 mar. 2015
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	71.962	78.509	76.845	4.883	(1.664)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.738	1.571	(10)	(167)
Attività immateriali	3.645	3.653	3.551	(94)	(102)
Partecipazioni	5.130	5.734	5.575	445	(159)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.861	2.116	2.196	335	80
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.971)	(1.592)	(2.037)	(66)	(445)
	82.208	90.158	87.701	5.493	(2.457)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	7.555	7.590	7.386	(169)	(204)
Crediti commerciali	19.709	21.450	18.293	(1.416)	(3.157)
Debiti commerciali	(15.015)	(16.177)	(14.253)	762	1.924
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.865)	(2.597)	(2.314)	(449)	283
Fondi per rischi e oneri	(15.898)	(16.459)	(16.387)	(489)	72
Altre attività (passività) d'esercizio	222	481	1.121	899	640
	(5.292)	(5.712)	(6.154)	(862)	(442)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.313)	(1.313)	(1.304)	9	9
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	291	209	106	(185)	(103)
CAPITALE INVESTITO NETTO	75.894	83.342	80.349	4.455	(2.993)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.754	65.772	61.891	2.137	(3.881)
Interessenze di terzi	2.455	2.430	1.981	(474)	(449)
Patrimonio netto	62.209	68.202	63.872	1.663	(4.330)
Indebitamento finanziario netto	13.685	15.140	16.477	2.792	1.337
COPERTURE	75.894	83.342	80.349	4.455	(2.993)
Leverage	0,22	0,22	0,26	0,04	0,04

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2014 (cambio EUR/USD 1,119 al 30 giugno 2015, contro 1,214 al 31 dicembre 2014, -7,83%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2015, un aumento del capitale investito netto di €3.766 milioni, del patrimonio netto di €3.507 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €259 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€87.701 milioni) è aumentato di €5.493 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici (€6.237 milioni) parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€5.851 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€6.154 milioni) è diminuito di €862 milioni per effetto: (i) dell'incremento della voce "Fondi per rischi ed oneri" (+€489 milioni) per effetto cambio e dei debiti tributari e fondo imposte netto (+€449 milioni) dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo; (ii) del decremento del saldo crediti/debiti commerciali (+€654 milioni) principalmente nel settore G&P. Tali variazioni sono state compensate dall'incremento delle altre attività nette (+€899 milioni) dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture nella E&P.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€106 milioni) riguardano le reti di distribuzione di carburanti in Slovacchia e Repubblica Ceca.

Il **patrimonio netto** comprende le **interessenze di terzi** (€63.872 milioni) è aumentato di €1.663 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€3.672 milioni) dato dall'utile di conto economico di €57 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive (€3.507 milioni), nonché dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€156 milioni), i cui effetti sono stati compensati dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.009 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2014 di €2.017 milioni e dividendi ad altre entità minori).

⁶ 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 redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Rendiconto finanziario riclassificato⁷

(€ milioni)

			I semestre		
II trim.	I trim.	II trim.	2014	2015	Var. ass.
2014	2015	2015			
581	618	(561)	1.918	57	(1.861)
Utile netto					
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
2.826	2.305	3.343	4.938	5.648	710
(15)	(328)	(22)	(20)	(350)	(330)
1.823	799	1.003	4.213	1.802	(2.411)
45	416	802	(1.689)	1.218	2.907
(1.671)	(1.506)	(1.191)	(3.620)	(2.697)	923
3.589	2.304	3.374	5.740	5.678	(62)
Flusso di cassa netto da attività operativa					
(2.979)	(2.899)	(3.338)	(5.524)	(6.237)	(713)
(133)	(61)	(47)	(193)	(108)	85
837	547	97	3.014	644	(2.370)
70	(596)	220	(91)	(376)	(285)
1.384	(705)	306	2.946	(399)	(3.345)
Free cash flow					
53	(172)	197	36	25	(11)
404	1.430	(267)	348	1.163	815
(2.040)		(2.019)	(2.235)	(2.019)	216
(7)	103	(21)	(8)	82	90
(206)	656	(1.804)	1.087	(1.148)	(2.235)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO					

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

			I semestre		
II trim.	I trim.	II trim.	2014	2015	Var. ass.
2014	2015	2015			
1.384	(705)	306	2.946	(399)	(3.345)
Free cash flow					
	18		(19)		19
(146)	(768)	376		18	18
(2.040)		(2.019)	(330)	(392)	(62)
(802)	(1.455)	(1.337)	362	(2.792)	(3.154)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO					

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €5.678 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €644 milioni, relativi alla cessione di asset non strategici principalmente nel settore Exploration & Production, hanno finanziato solo parte degli investimenti tecnici (€6.237 milioni) e del pagamento del saldo dividendi 2014 (€2.017 milioni) determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €2.792 milioni rispetto al 31 dicembre 2014, penalizzato anche da differenze cambio di €259 milioni. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato di un maggiore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (+€95 milioni rispetto al 31 dicembre 2014).

⁷ 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.

Altre informazioni

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

Alla data del 30 giugno 2015 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel secondo trimestre e primo semestre 2015.

Exploration & Production

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		
2014	2015	2015				2014	2015	Var. %
7.368	5.212	6.200	(15,9)	Ricavi della gestione caratteristica		14.802	11.412	(22,9)
2.791	1.298	1.471	(47,3)	Utile operativo		6.221	2.769	(55,5)
190	(343)	62		Esclusione special item:		210	(281)	
187		49		- svalutazioni di asset e altre attività		187	49	
3	(334)	(4)		- plusvalenze nette su cessione di asset		2	(338)	
(5)				- accantonamenti a fondo rischi		(5)		
10	1	9		- oneri per incentivazione all'esodo		20	10	
1	11	20		- derivati su commodity		2	31	
(3)	(17)	(3)		- differenze e derivati su cambi		7	(20)	
(3)	(4)	(9)		- altro		(3)	(13)	
2.981	955	1.533	(48,6)	Utile operativo adjusted		6.431	2.488	(61,3)
(67)	(68)	(69)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(134)	(137)	
118	24	123		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		146	147	
(1.881)	(793)	(1.016)		Imposte sul reddito ^(a)		(3.979)	(1.809)	
62,0	87,0	64,0		Tax rate (%)		61,8	72,4	
1.151	118	571	(50,4)	Utile netto adjusted		2.464	689	(72,0)
				I risultati includono:				
2.391	2.244	2.498	4,5	- ammortamenti e svalutazioni di asset		4.261	4.742	11,3
				di cui:				
459	281	238	(48,1)	ammortamenti di ricerca esplorativa		816	519	(36,4)
380	216	167	(56,1)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		658	383	(41,8)
79	65	71	(10,1)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		158	136	(13,9)
2.577	2.601	3.194	23,9	Investimenti tecnici		4.688	5.795	23,6
				di cui:				
399	242	205	(48,6)	- ricerca esplorativa ^(b)		697	447	(35,9)
				Produzioni ^{(c) (d)}				
813	860	903	11,1	Petrolio ^(e)	(migliaia di barili/giorno)	817	882	8,0
120	130	132	10,0	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	119	131	10,1
1.584	1.697	1.754	10,7	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.583	1.726	9,0
				Prezzi medi di realizzo				
100,63	48,26	55,60	(44,7)	Petrolio ^(e)	(\$/bbl)	100,04	52,28	(47,7)
243,66	180,44	163,51	(32,9)	Gas naturale	(\$/kmc)	253,98	171,86	(32,3)
72,25	38,28	41,96	(41,9)	Idrocarburi	(\$/boe)	71,87	40,22	(44,0)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
109,63	53,97	61,92	(43,5)	Brent dated	(\$/bbl)	108,93	57,95	(46,8)
79,96	47,93	56,04	(29,9)	Brent dated	(€/bbl)	79,51	51,93	(34,7)
103,05	48,55	57,84	(43,9)	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	100,90	53,20	(47,3)
4,59	2,88	2,73	(40,5)	Gas Henry Hub	(\$/mmbtu)	4,88	2,80	(42,6)

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 40.

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

(e) Include i condensati.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2015** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €1.533 milioni con una riduzione di €1.448 milioni rispetto al secondo trimestre 2014, pari al 48,6%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-44,7% e -32,9%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-43,5%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti, solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta e dai minori costi per attività esplorativa.

Nel trimestre è stata rilevata una rettifica positiva per special item di €62 milioni (negativa per €281 milioni nel semestre) relativi: (i) a svalutazioni di una proprietà oil&gas (€49 milioni) in Regno Unito; (ii) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas di produzione (oneri di €20 milioni e di €31 milioni nel trimestre e nel semestre); (iii) alla riclassifica nel risultato adjusted di €3 milioni nel trimestre e €20 milioni nel semestre, di oneri relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria; (iv) alle plusvalenze sulle cessioni di asset non strategici (€338 milioni nel semestre),

principalmente in Nigeria; (v) agli oneri per esodi agevolati €9 milioni e €10 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente).

L'utile netto adjusted di €571 milioni è diminuito di €580 milioni rispetto al secondo trimestre 2014, pari al 50,4%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento di 2 punti percentuali del tax rate adjusted per effetto della maggiore incidenza dell'utile ante imposte conseguito in Paesi a più elevata fiscalità.

Nel **primo semestre 2015** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2.488 milioni con una riduzione di €3.943 milioni rispetto al primo semestre 2014, pari al 61,3%, per effetto degli stessi driver evidenziati nel commento dei risultati del trimestre.

L'utile netto adjusted di €689 milioni è diminuito di €1.775 milioni rispetto al primo semestre 2014, pari al 72%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate (+10,6 punti percentuali) che riflette la maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a più elevata fiscalità.

Andamento operativo

La produzione di idrocarburi del **secondo trimestre 2015** è stata di 1,754 milioni di boe/giorno, in aumento del 10,7% (1,726 milioni di boe/giorno nel semestre; +9%). Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement la produzione registra un incremento del 7,1% (+5,2% nel semestre) dovuto al contributo degli avvii e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Congo, Stati Uniti, Egitto e Regno Unito e delle maggiori produzioni in Libia. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata del 90% nel trimestre e nel semestre (89% nei periodi di confronto).

La produzione di petrolio (903 mila barili/giorno) è aumentata di 90 mila barili/giorno rispetto al secondo trimestre 2014 (+11,1%) con incrementi essenzialmente in Angola, Congo, Egitto, Libia e Stati Uniti.

La produzione di gas naturale (132 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 12 milioni di metri cubi/giorno rispetto al trimestre 2014 (+10%). Gli start-up/ramp-up del periodo, in particolare in Regno Unito e Stati Uniti, nonché le maggiori produzioni in Libia hanno più che compensato i declini delle produzioni mature.

Nel **primo semestre 2015** la produzione di petrolio (882 mila barili/giorno) è aumentata di 65 mila barili/giorno, pari all'8%, a seguito essenzialmente degli start-up e ramp-up di periodo.

La produzione di gas naturale (131 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 12 milioni di metri cubi/giorno rispetto al semestre di confronto, pari al 10,1%.

Gas & Power

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
2014	2015	2015				2014	2015	
17.968	16.373	14.263	(20,6)	Ricavi della gestione caratteristica		37.941	30.636	(19,3)
(19)	186	27	..	Utile operativo		592	213	(64,0)
1	31	48		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(108)	79	
32	77	(44)		Esclusione special item:		(228)	33	
		17		- svalutazioni		1	17	
		3		- oneri per incentivazione all'esodo		1	3	
(12)	8	6		- derivati su commodity		(279)	14	
9	69	(94)		- differenze e derivati su cambi		14	(25)	
35		24		- altro		35	24	
14	294	31	..	Utile operativo adjusted		256	325	27,0
2	2	3		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		4	5	
3	3			Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		35	3	
(17)	(81)	(30)		Imposte sul reddito ^(a)		(132)	(111)	
89,5	27,1	88,2		Tax rate (%)		44,7	33,3	
2	218	4	100,0	Utile netto adjusted		163	222	36,2
47	18	26	(44,7)	Investimenti tecnici		75	44	(41,3)
				Vendite di gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)			
7,27	10,53	10,58	45,5	Italia		18,45	21,11	14,4
11,82	15,09	11,81	(0,1)	Vendite internazionali		27,40	26,90	(1,8)
9,65	12,97	9,48	(1,8)	- Resto d'Europa		22,97	22,45	(2,3)
1,33	1,34	1,51	13,5	- Mercati extra europei		2,92	2,85	(2,4)
0,84	0,78	0,82	(2,4)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,51	1,60	6,0
19,09	25,62	22,39	17,3	Totale Vendite Gas Mondo		45,85	48,01	4,7
				di cui:				
17,07	24,23	20,84	22,1	- società consolidate		41,44	45,07	8,8
1,18	0,61	0,73	(38,1)	- società collegate		2,90	1,34	(53,8)
0,84	0,78	0,82	(2,4)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		1,51	1,60	6,0
7,75	8,47	8,35	7,7	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	16,00	16,82	5,1

(a) Escludono gli special item.

(b) Ulteriori dati sono forniti a pag. 41.

Risultati

Nel **secondo trimestre 2015** il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €31 milioni, in miglioramento di €17 milioni rispetto all'utile di €14 milioni registrato nel corrispondente periodo del 2014. Tale incremento riflette le revisioni contrattuali del periodo, parzialmente compensate da minori effetti una tantum, in uno scenario di mercato debole sia per il gas sia per l'elettricità.

L'utile operativo adjusted del trimestre è ottenuto con una rettifica negativa di €44 milioni (positiva di €33 milioni nel semestre) data 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 (un onere di €94 milioni nel trimestre; €25 milioni nel semestre), dalla componente valutativa dei derivati su commodity (oneri di €6 milioni nel trimestre; €14 milioni nel semestre), e dalla svalutazione di asset minori (€17 milioni) e del gas prepagato (€24 milioni) per adeguarlo al presunto valore di realizzo a fine periodo.

L'utile netto adjusted del secondo trimestre 2015 di €4 milioni evidenzia un miglioramento di €2 milioni rispetto al secondo trimestre 2014 per effetto della performance operativa.

Nel **primo semestre 2015** il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €325 milioni con un aumento di €69 milioni rispetto al primo semestre 2014 che riflette la migliorata competitività del business wholesale a seguito della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term e la buona performance del segmento retail per effetto della crescita in Francia e dei maggiori volumi commercializzati dovuti alle più rigide condizioni climatiche registrate nel 2015 rispetto ai mesi invernali del 2014. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla

circostanza che il primo semestre 2014 beneficiava di maggiori effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti.

Il settore ha chiuso il semestre con l'utile netto adjusted di €222 milioni con un miglioramento di €59 milioni rispetto al semestre 2014, per effetto della migliore performance operativa in parte compensato dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Andamento operativo

Nel **secondo trimestre 2015** le vendite di gas naturale sono state di 22,39 miliardi di metri cubi, in crescita di 3,30 miliardi di metri cubi (+17,3%) rispetto al secondo trimestre 2014. Le vendite in Italia sono aumentate del 45,5% a 10,58 miliardi di metri cubi, grazie ai maggiori volumi venduti all'hub (PSV) e alla crescita nel segmento civile per effetto climatico, parzialmente compensati dalla flessione nei settori grossisti e termoelettrici. Le vendite nei mercati europei di 8,37 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 7,1%, principalmente in Germania come conseguenza della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014, e in Benelux per minori vendite ai grossisti, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Francia per effetto delle maggiori vendite spot e Turchia grazie ai maggiori ritiri di Botas. In aumento i ritiri degli importatori in Italia per effetto del maggiore output libico (1,11 miliardi di metri cubi; +73,4%).

Le vendite di gas naturale del **primo semestre 2015** sono state di 48,01 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una crescita di 2,16 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,7%. In aumento le vendite in Italia (21,11 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente delle maggiori vendite all'hub (PSV) e al segmento civile per l'effetto di temperature più rigide rispetto al primo semestre 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati al segmento termoelettrico per effetto dell'ulteriore deterioramento delle condizioni nel mercato di riferimento per incremento dell'utilizzo delle fonti idroelettriche e rinnovabili e contrazione della richiesta, registrati principalmente nella prima parte dell'anno. Le vendite sui mercati europei di 20,21 miliardi di metri cubi sono diminuite del 4,4%, principalmente in Germania/Austria per effetto della sopracitata dismissione e Regno Unito per minori vendite spot, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Francia per maggiori vendite spot e Turchia per effetto dei maggiori ritiri di Botas.

Le vendite di **energia elettrica** di 8,35 TWh nel secondo trimestre 2015 sono in aumento del 7,7% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (16,82 Twh, +5,1% nel semestre) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati sulla borsa elettrica.

Refining & Marketing e Chimica

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14	RISULTATI	(€ milioni)	I semestre		Var. %
						2014	2015	
7.439	5.356	6.695	(10,0)	Ricavi della gestione caratteristica		14.455	12.051	(16,6)
(361)	99	120	..	Utile operativo		(848)	219	..
(82)	(133)	(151)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		21	(284)	
187	155	136		Esclusione special item:		258	291	
40	20	60		- oneri ambientali		48	80	
133	27	43		- svalutazioni		185	70	
	(1)	(4)		- plusvalenze nette su cessione di asset			(5)	
		7		- accantonamenti a fondo rischi			7	
6	4	(4)		- oneri per incentivazione all'esodo		7		
(6)	90	27		- derivati su commodity		(4)	117	
9	14	(2)		- differenze e derivati su cambi		9	12	
5	1	9		- altro		13	10	
(256)	121	105	..	Utile operativo adjusted		(569)	226	..
(164)	92	39		- Refining & Marketing		(387)	131	
(92)	29	66		- Chimica		(182)	95	
(5)	(1)	(3)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(7)	(4)	
4	35	3		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		38	38	
53	(59)	(26)		Imposte sul reddito ^(a)		95	(85)	
..	38,1	24,8		Tax rate (%)		..	32,7	
(204)	96	79	..	Utile netto adjusted		(443)	175	..
185	103	152	(17,8)	Investimenti tecnici		354	255	(28,0)
				Margine di raffinazione				
2,29	7,57	9,13	298,7	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(b)	(\$/bbl)	1,73	8,35	382,7
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
4,61	5,78	5,77	25,2	Lavorazioni complessive in Italia		9,57	11,55	20,7
5,81	6,91	6,59	13,4	Lavorazioni in conto proprio		11,69	13,50	15,5
4,49	5,68	5,64	25,6	- Italia		9,26	11,32	22,2
1,32	1,23	0,95	(28,0)	- Resto d'Europa		2,43	2,18	(10,3)
2,38	2,04	2,29	(3,8)	Vendite Rete Europa		4,54	4,33	(4,6)
1,60	1,35	1,50	(6,2)	- Italia		3,05	2,85	(6,6)
0,78	0,69	0,79	1,3	- Resto d'Europa		1,49	1,48	(0,7)
2,96	2,79	2,99	1,0	Vendite extrarete Europa		5,65	5,78	2,3
1,79	1,71	2,01	12,3	- Italia		3,47	3,72	7,2
1,17	1,08	0,98	(16,2)	- Resto d'Europa		2,18	2,06	(5,5)
0,11	0,10	0,11		Vendite extrarete mercati extra europei		0,21	0,21	
1.360	1.430	1.327	(2,4)	Produzioni prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	2.801	2.757	(1,6)
1.402	1.095	1.275	(9,1)	Vendite prodotti petrolchimici	(€ milioni)	2.804	2.370	(15,5)

(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 **secondo trimestre 2015** il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €105 milioni con un miglioramento di €361 milioni rispetto al secondo trimestre del 2014 quando fu registrata la perdita operativa adjusted di €256 milioni.

Il business Refining & Marketing ha registrato una significativa ripresa chiudendo con l'utile operativo adjusted di €39 milioni, con un incremento di €203 milioni rispetto alla perdita operativa adjusted di €164 milioni del trimestre 2014. Tale performance è dovuta alle iniziative di efficienza e ottimizzazione, in particolare le riduzioni di capacità, che hanno consentito di ridurre il margine di break even della raffinazione a \$5,3/barile e di anticipare il suo pareggio economico al 2015 allo scenario forward corrente. L'attività di marketing ha registrato una performance stabile grazie alle azioni di efficienza che hanno consentito di assorbire l'impatto della pressione competitiva.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €66 milioni con un aumento di €158 milioni rispetto alla perdita operativa di €92 milioni del secondo trimestre 2014, beneficiando delle azioni di efficienza poste in essere negli esercizi precedenti e dell'incremento dei margini della filiera etilene, polietilene e stirenici, favoriti dalla temporanea carenza di offerta, fermate non programmate di impianti e la minore competitività delle importazioni a causa della svalutazione dell'euro. Nel secondo trimestre 2015 sono proseguite le azioni di efficienza e ottimizzazione degli assetti industriali e un contributo positivo al miglioramento del risultato lo ha fornito il riavvio delle produzioni nel sito di Porto Marghera, a seguito di accordi commerciali con Shell.

All'utile operativo adjusted del trimestre ha contribuito una rettifica positiva per gli special item di €136 milioni (€291 milioni nel semestre) riferita alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €27 milioni nel trimestre e €117 milioni nel semestre) privi dei requisiti per essere trattati in hedge accounting, alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€43 milioni nel trimestre e €70 milioni nel semestre), all'accantonamento di oneri ambientali (€60 milioni e €80 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente).

L'utile netto adjusted del secondo trimestre 2015 di €79 milioni evidenzia una crescita di €283 milioni rispetto alla perdita netta di €204 milioni del secondo trimestre 2014 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Nel **primo semestre 2015** il settore ha riportato l'utile operativo adjusted di €226 milioni che rappresenta un miglioramento di €795 milioni rispetto alla perdita di €569 milioni registrata nel primo semestre 2014.

L'utile netto adjusted si attesta a €175 milioni, in miglioramento di €618 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2014.

Andamento operativo

Le **lavorazioni** di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel secondo trimestre 2015 sono state di 6,59 milioni di tonnellate (13,50 milioni di tonnellate nel primo semestre 2015) con una crescita del 13,4% rispetto al secondo trimestre 2014 (+15,5% rispetto al semestre 2014). In Italia la crescita dei volumi processati (+25,6% e +22,2% rispettivamente nei due periodi di confronto) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dello scenario. In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di green feedstock processati presso Venezia. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 28% nel trimestre (-10,3% su base semestrale) a causa della dismissione della partecipazione in Repubblica Ceca; in lieve aumento le lavorazioni in Germania.

Le **vendite rete in Italia** di 1,50 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2015 (2,85 milioni di tonnellate nel semestre) sono diminuite di circa 100 mila tonnellate, pari al 6,2% (circa -200 mila tonnellate, -6,6% nel semestre) per effetto della pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,3% nel secondo trimestre 2015, in diminuzione di 1,9 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (26,2%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,01 milioni di tonnellate nel secondo trimestre; 3,72 milioni di tonnellate su base semestrale) hanno registrato un aumento di circa 220 mila tonnellate, pari al 12,3% rispetto al secondo trimestre 2014 (+7,2% nel semestre) con incrementi principalmente nelle vendite di gasolio e bunkeraggi anche per effetto della crescita dei consumi, parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati di prodotti secondari e lubrificanti. La quota di mercato extrarete media nel secondo trimestre si attesta al 27,1% (26,2% nel trimestre 2014).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 0,79 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2015 (1,48 milioni di tonnellate su base semestrale) sono sostanzialmente in linea rispetto ai periodi di confronto. Le maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria sono state compensate dalla flessione dei volumi registrata nei mercati dell'Est Europa principalmente a seguito della cessione delle attività in Romania.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** pari a circa 0,98 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2015 (2,06 milioni di tonnellate nel semestre) sono in calo del 16,2% nel trimestre, (-5,5% nel semestre), principalmente in Repubblica Ceca per effetto della sopracitata dismissione degli asset produttivi.

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1,33 milioni di tonnellate (2,76 milioni di tonnellate nel semestre; -1,6%) sono in leggero calo (-2,4%).

Conto economico

(€ milioni)

				I semestre			
II trim.	I trim.	II trim.	Var.% II				
2014	2015	2015	trim. 15		2014	2015	
			vs 14				
27.353	23.786	22.193	(18,9)	Ricavi della gestione caratteristica	56.556	45.979	(18,7)
32	563	118	..	Altri ricavi e proventi	192	681	..
(22.388)	(20.101)	(18.465)	(17,5)	Costi operativi	(46.062)	(38.566)	16,3
155	(22)	(276)	..	Altri proventi e oneri operativi	403	(298)	..
(2.897)	(2.675)	(3.176)	9,6	Ammortamenti e svalutazioni	(5.188)	(5.851)	(12,8)
2.255	1.551	394	(82,5)	Utile operativo	5.901	1.945	(67,0)
(257)	(513)	(69)	(73,2)	Proventi (oneri) finanziari netti	(493)	(582)	(18,1)
408	297	157	(61,5)	Proventi netti su partecipazioni	621	454	(26,9)
2.406	1.335	482	(80,0)	Utile prima delle imposte	6.029	1.817	(69,9)
(1.825)	(717)	(1.043)	(42,8)	Imposte sul reddito	(4.111)	(1.760)	57,2
75,9	53,7	216,4		Tax rate (%)	68,2	96,9	
581	618	(561)	..	Utile netto	1.918	57	(97,0)
				di competenza:			
658	704	(113)	..	- Azionisti Eni	1.961	591	(69,9)
(77)	(86)	(448)	..	- Interessenze di terzi	(43)	(534)	..
658	704	(113)	..	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.961	591	(69,9)
5	87	(46)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	11	41	
220	(143)	298		Esclusione special item	102	155	
883	648	139	(84,3)	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	2.074	787	(62,1)

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

NON-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane. L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

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

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

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

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

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	1.471	27	120	(950)	(193)	(81)	394
Esclusione (utile) perdita di magazzino		48	(151)			37	(66)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			60		64		124
svalutazioni	49	17	43	211	3		323
plusvalenze nette su cessione di asset	(4)		(4)		(1)		(9)
accantonamenti a fondo rischi			7		2		9
oneri per incentivazione all'esodo	9	3	(4)	1	1		10
derivati su commodity	20	6	27	(2)			51
differenze e derivati su cambi	(3)	(94)	(2)				(99)
altro	(9)	24	9		1		25
Special item dell'utile operativo	62	(44)	136	210	70		434
Utile operativo adjusted	1.533	31	105	(740)	(123)	(44)	762
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(69)	3	(3)	(1)	(186)		(256)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	123		3	(17)	43		152
Imposte sul reddito ^(a)	(1.016)	(30)	(26)	41	56	10	(965)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>64,0</i>	<i>88,2</i>	<i>24,8</i>	<i>..</i>			<i>146,7</i>
Utile netto adjusted	571	4	79	(717)	(210)	(34)	(307)
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							(446)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							139
Utile netto di competenza azionisti Eni							(113)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(46)
Esclusione special item							298
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							139

^(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Secondo trimestre 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	2.791	(19)	(361)	164	(156)	(164)	2.255
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1	(82)			89	8
Esclusione special item:							
oneri ambientali			40		26		66
svalutazioni	187		133		3		323
plusvalenze nette su cessione di asset	3			1			4
accantonamenti a fondo rischi	(5)				2		(3)
oneri per incentivazione all'esodo	10		6	1	6		23
derivati su commodity	1	(12)	(6)	(1)			(18)
differenze e derivati su cambi	(3)	9	9				15
altro	(3)	35	5		18		55
Special item dell'utile operativo	190	32	187	1	55		465
Utile operativo adjusted	2.981	14	(256)	165	(101)	(75)	2.728
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(67)	2	(5)	(2)	(180)		(252)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	118	3	4	7	153		285
Imposte sul reddito ^(a)	(1.881)	(17)	53	(50)	35	21	(1.839)
Tax rate (%)	62,0	89,5	..	29,4			66,6
Utile netto adjusted	1.151	2	(204)	120	(93)	(54)	922
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							39
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							883
Utile netto di competenza azionisti Eni							658
Esclusione (utile) perdita di magazzino							5
Esclusione special item							220
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							883

^(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	2.769	213	219	(788)	(286)	(182)	1.945
Esclusione (utile) perdita di magazzino		79	(284)			264	59
Esclusione special item:							
oneri ambientali			80		64		144
svalutazioni	49	17	70	211	4		351
plusvalenze nette su cessione di asset	(338)		(5)		(1)		(344)
accantonamenti a fondo rischi			7		2		9
oneri per incentivazione all'esodo	10	3		2	1		16
derivati su commodity	31	14	117	(5)			157
differenze e derivati su cambi	(20)	(25)	12				(33)
altro	(13)	24	10		4		25
Special item dell'utile operativo	(281)	33	291	208	74		325
Utile operativo adjusted	2.488	325	226	(580)	(212)	82	2.329
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(137)	5	(4)	(3)	(302)		(441)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	147	3	38	(10)	273		451
Imposte sul reddito ^(a)	(1.809)	(111)	(85)	(13)	99	(23)	(1.942)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>72,4</i>	<i>33,3</i>	<i>32,7</i>	<i>..</i>			<i>83,0</i>
Utile netto adjusted	689	222	175	(606)	(142)	59	397
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							(390)
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							787
Utile netto di competenza azionisti Eni							591
Esclusione (utile) perdita di magazzino							41
Esclusione special item							155
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							787

^(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2014	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	6.221	592	(848)	291	(288)	(67)	5.901
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(108)	21			102	15
Esclusione special item:							
oneri ambientali			48		26		74
svalutazioni	187	1	185		5		378
plusvalenze nette su cessione di asset	2			1			3
accantonamenti a fondo rischi	(5)				6		1
oneri per incentivazione all'esodo	20	1	7	1	1		30
derivati su commodity	2	(279)	(4)				(281)
differenze e derivati su cambi	7	14	9				30
altro	(3)	35	13		23		68
Special item dell'utile operativo	210	(228)	258	2	61		303
Utile operativo adjusted	6.431	256	(569)	293	(227)	35	6.219
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(134)	4	(7)	(3)	(333)		(473)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	146	35	38	15	247		481
Imposte sul reddito ^(a)	(3.979)	(132)	95	(90)	45	(13)	(4.074)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>61,8</i>	<i>44,7</i>	<i>..</i>	<i>29,5</i>			<i>65,4</i>
Utile netto adjusted	2.464	163	(443)	215	(268)	22	2.153
<i>di cui:</i>							
- utile netto adjusted delle interessenze di terzi							79
- utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.074
Utile netto di competenza azionisti Eni							1.961
Esclusione (utile) perdita di magazzino							11
Esclusione special item							102
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.074

^(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

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

^(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		I semestre	
				2014	2015
66	20	124	Oneri ambientali	74	144
323	28	323	Svalutazioni	378	351
4	(335)	(9)	Plusvalenze nette su cessione di asset	3	(344)
(3)		9	Accantonamenti a fondo rischi	1	9
23	6	10	Oneri per incentivazione all'esodo	30	16
(18)	106	51	Derivati su commodity	(281)	157
15	66	(99)	Differenze e derivati su cambi	30	(33)
55		25	Altro	68	25
465	(109)	434	Special item dell'utile operativo	303	325
5	328	(187)	Oneri (proventi) finanziari	20	141
			<i>di cui:</i>		
(15)	(66)	99	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(30)	33
(123)	2	(5)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(140)	(3)
			<i>di cui:</i>		
(94)	2	(5)	- plusvalenze da cessione	(96)	(3)
(94)			Galp	(96)	
(29)			- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(29)	
(11)	(222)	58	Imposte sul reddito	41	(164)
			<i>di cui:</i>		
(12)			- altri proventi netti di imposta	(12)	
45			- adeguamento fiscalità differita su PSA	45	
32	(133)	96	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	42	(37)
(76)	(89)	(38)	- fiscalità su special item	(34)	(127)
336	(1)	300	Totale special item dell'utile netto	224	299
			<i>di competenza:</i>		
116	142	2	- interessenze di terzi	122	144
220	(143)	298	- azionisti Eni	102	155

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
					2014	2015	Var. %
7.368	5.212	6.200	(15,9)	Exploration & Production	14.802	11.412	(22,9)
17.968	16.373	14.263	(20,6)	Gas & Power	37.941	30.636	(19,3)
7.439	5.356	6.695	(10,0)	Refining & Marketing e Chimica	14.455	12.051	(16,6)
6.159	4.371	5.628	(8,6)	- Refining & Marketing	11.980	9.999	(16,5)
1.402	1.095	1.275	(9,1)	- Chimica	2.804	2.370	(15,5)
(122)	(110)	(208)		- Elisioni	(329)	(318)	
3.075	3.020	2.353	(23,5)	Ingegneria & Costruzioni	5.966	5.373	(9,9)
353	353	351	(0,6)	Corporate e altre attività	691	704	1,9
(18)	(28)	153		Effetto eliminazione utili interni	(31)	125	
(8.832)	(6.500)	(7.822)		Elisioni di consolidamento	(17.268)	(14.322)	
27.353	23.786	22.193	(18,9)		56.556	45.979	(18,7)

Costi operativi

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
21.013	18.682	17.070	(18,8)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	43.346	35.752	(17,5)
63	20	133		<i>di cui: altri special item</i>	75	153	
1.375	1.419	1.395	1,5	Costo lavoro	2.716	2.814	3,6
23	6	10		<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	30	16	
22.388	20.101	18.465	(17,5)		46.062	38.566	(16,3)

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
2.204	2.244	2.449	11,1	Exploration & Production	4.074	4.693	15,2
80	89	87	8,8	Gas & Power	164	176	7,3
93	110	115	23,7	Refining & Marketing e Chimica	189	225	19,0
67	85	88	31,3	- Refining & Marketing	140	173	23,6
26	25	27	3,8	- Chimica	49	52	6,1
186	192	190	2,2	Ingegneria & Costruzioni	362	382	5,5
17	18	19	11,8	Corporate e altre attività	33	37	12,1
(6)	(6)	(7)		Effetto eliminazione utili interni	(12)	(13)	
2.574	2.647	2.853	10,8	Ammortamenti	4.810	5.500	14,3
323	28	323		Svalutazioni	378	351	(7,1)
2.897	2.675	3.176	9,6		5.188	5.851	12,8

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Primo semestre 2015	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	44	3	(2)	(10)	(1)	34
Dividendi	98		40		85	223
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		(47)	37	13	12	15
Altri proventi (oneri) netti	5				177	182
	147	(44)	75	3	273	454

Imposte sul reddito

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		I semestre		
				2014	2015	Var ass.
			Utile ante imposte			
(154)	(130)	(262)	Italia	300	(392)	(692)
2.560	1.465	744	Estero	5.729	2.209	(3.520)
2.406	1.335	482		6.029	1.817	(4.212)
			Imposte sul reddito			
(30)	5	(160)	Italia	214	(155)	(369)
1.855	712	1.203	Estero	3.897	1.915	(1.982)
1.825	717	1.043		4.111	1.760	(2.351)
			Tax rate (%)			
..	Italia	71,3
72,5	48,6	161,7	Estero	68,0	86,7	18,7
75,9	53,7	216,4		68,2	96,9	28,7

Utile netto adjusted

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
					2014	2015	Var. %
1.151	118	571	(50,4)	Exploration & Production	2.464	689	(72,0)
2	218	4	..	Gas & Power	163	222	36,2
(204)	96	79	..	Refining & Marketing e Chimica	(443)	175	..
(127)	71	21	..	- Refining & Marketing	(290)	92	
(77)	25	58	..	- Chimica	(153)	83	
120	111	(717)	..	Ingegneria & Costruzioni	215	(606)	..
(93)	68	(210)	..	Corporate e altre attività	(268)	(142)	..
(54)	93	(34)	..	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	22	59	
922	704	(307)	..		2.153	397	(81,6)
				di competenza:			
883	648	139	(84,3)	- azionisti Eni	2.074	787	(62,1)
39	56	(446)	..	- interessenze di terzi	79	(390)	..

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

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)					
	31 dic. 2014	31 mar. 2015	30 giu. 2015	Var. ass. vs 31 dic. 2014	Var. ass. vs 31 mar. 2015
Debiti finanziari e obbligazionari	25.891	28.161	27.460	1.569	(701)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.575	10.393	8.863	2.288	(1.530)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.316	17.768	18.597	(719)	829
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.614)	(7.270)	(5.466)	1.148	1.804
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.052)	(5.054)	(17)	(2)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(555)	(699)	(463)	92	236
Indebitamento finanziario netto	13.685	15.140	16.477	2.792	1.337
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.209	68.202	63.872	1.663	(4.330)
Leverage	0,22	0,22	0,26	0,04	0,04

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

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 30 giugno 2015

(€ milioni)		Ammontare al 30 giugno 2015 ^(a)
Società emittente		
Eni SpA		3.289
Eni Finance International SA		144
		3.433

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

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

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)		Ammontare al 30 giugno 2015 ^(a) (€ milioni)		Scadenza	Tasso	%
		Valuta					
Eni SpA	1.000	EUR	998		2026	fisso	1,50
			998				

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 dic. 2014	31 mar. 2015	30 giu. 2015
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.614	7.270	5.466
Attività finanziarie destinate al trading	5.024	5.041	5.038
Attività finanziarie disponibili per la vendita	257	261	265
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	31.325	28.131
Rimanenze	7.555	7.590	7.386
Attività per imposte sul reddito correnti	762	857	743
Attività per altre imposte correnti	1.209	1.186	988
Altre attività correnti	4.385	3.592	3.336
	54.407	57.122	51.353
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	71.962	78.509	76.845
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.581	1.738	1.571
Attività immateriali	3.645	3.653	3.551
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.115	3.465	3.395
Altre partecipazioni	2.015	2.269	2.180
Altre attività finanziarie	1.022	1.119	1.094
Attività per imposte anticipate	5.231	5.585	5.651
Altre attività non correnti	2.773	2.812	2.570
	91.344	99.150	96.857
Attività destinate alla vendita	456	345	159
TOTALE ATTIVITÀ	146.207	156.617	148.369
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.716	3.769	4.848
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.859	6.624	4.015
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	24.649	23.147
Passività per imposte sul reddito correnti	534	560	595
Passività per altre imposte correnti	1.873	2.583	2.504
Altre passività correnti	4.489	3.747	2.997
	37.174	41.932	38.106
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	19.316	17.768	18.597
Fondi per rischi e oneri	15.898	16.459	16.387
Fondi per benefici ai dipendenti	1.313	1.313	1.304
Passività per imposte differite	7.847	8.332	7.805
Altre passività non correnti	2.285	2.475	2.245
	46.659	46.347	46.338
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	165	136	53
TOTALE PASSIVITÀ	83.998	88.415	84.497
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	2.455	2.430	1.981
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)	(195)	(166)
Altre riserve	57.343	61.839	58.042
Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(2.020)		
Utile netto	1.291	704	591
Totale patrimonio netto di Eni	59.754	65.772	61.891
TOTALE PATRIMONIO NETTO	62.209	68.202	63.872
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	146.207	156.617	148.369

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

			I semestre	
II trim.	I trim.	II trim.	2014	2015
2014	2015	2015		
27.353	23.786	22.193	56.556	45.979
32	563	118	192	681
27.385	24.349	22.311	56.748	46.660
RICAVI				
Ricavi della gestione caratteristica			56.556	45.979
Altri ricavi e proventi			192	681
Totale ricavi			56.748	46.660
COSTI OPERATIVI				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi			43.346	35.752
Costo lavoro			2.716	2.814
21.013	18.682	17.070	403	(298)
1.375	1.419	1.395	5.188	5.851
155	(22)	(276)	5.901	1.945
2.897	2.675	3.176		
2.255	1.551	394		
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI				
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI				
UTILE OPERATIVO				
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI				
Proventi finanziari			3.361	6.401
Oneri finanziari			(3.837)	(6.892)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading			16	17
Strumenti finanziari derivati			(33)	(108)
1.808	5.189	1.212	(493)	(582)
(2.093)	(5.187)	(1.705)		
12	16	1		
16	(531)	423		
(257)	(513)	(69)		
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto			111	34
Altri proventi (oneri) su partecipazioni			510	420
45	24	10	621	454
363	273	147	6.029	1.817
408	297	157	(4.111)	(1.760)
2.406	1.335	482	1.918	57
(1.825)	(717)	(1.043)		
581	618	(561)		
UTILE ANTE IMPOSTE				
Imposte sul reddito				
Utile netto				
di competenza:				
658	704	(113)	1.961	591
(77)	(86)	(448)	(43)	(534)
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)				
- semplice			0,54	0,16
- diluito			0,54	0,16
0,18	0,20	(0,04)		
0,18	0,20	(0,04)		

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)

	I semestre	
	2014	2015
Utile netto del periodo	1.918	57
Componente riclassificabili a conto economico	523	3.615
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	423	3.507
<i>Valutazione al fair value di partecipazioni disponibili alla vendita</i>	(77)	
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	250	156
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	5	(3)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(1)	(7)
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(77)	(38)
Totale altre componenti dell'utile complessivo	523	3.615
Totale utile complessivo	2.441	3.672
di competenza:		
- azionisti Eni	2.475	4.152
- interessenze di terzi	(34)	(480)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Dicembre 2014	62.209
Totale utile complessivo	3.672
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.017)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	11
Totale variazioni	1.663
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 Giugno 2015	63.872
di competenza:	
- azionisti Eni	61.891
- interessenze di terzi	1.981

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)					
II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		I semestre	
581	618	(561)		2014	2015
			Utile netto	1.918	57
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
2.574	2.647	2.853	Ammortamenti	4.810	5.500
323	28	323	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	378	351
(45)	(24)	(10)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(111)	(34)
(15)	(328)	(22)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(20)	(350)
(138)	(42)	(181)	Dividendi	(174)	(223)
(44)	(50)	(37)	Interessi attivi	(75)	(87)
180	174	178	Interessi passivi	351	352
1.825	717	1.043	Imposte sul reddito	4.111	1.760
(32)	(328)	171	Altre variazioni	(143)	(157)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
(784)	181	331	- rimanenze	(282)	512
2.933	(912)	2.732	- crediti commerciali	1.574	1.820
(1.308)	452	(1.547)	- debiti commerciali	(2.041)	(1.095)
(62)	(377)	111	- fondi per rischi e oneri	28	(266)
(734)	1.072	(825)	- altre attività e passività	(968)	247
45	416	802	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(1.689)</i>	<i>1.218</i>
6	(18)	6	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	4	(12)
237	26	243	Dividendi incassati	344	269
9	31		Interessi incassati	26	31
(132)	(293)	(125)	Interessi pagati	(325)	(418)
(1.785)	(1.270)	(1.309)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(3.665)	(2.579)
3.589	2.304	3.374	Flusso di cassa netto da attività operativa	5.740	5.678
			Investimenti:		
(2.542)	(2.641)	(3.112)	- attività materiali	(4.752)	(5.753)
(437)	(258)	(226)	- attività immateriali	(772)	(484)
(21)			- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(36)	
(112)	(61)	(47)	- partecipazioni	(157)	(108)
16	(37)	(61)	- titoli	(48)	(98)
(35)	(378)	(64)	- crediti finanziari	(519)	(442)
272	(556)	394	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	158	(162)
<i>(2.859)</i>	<i>(3.931)</i>	<i>(3.116)</i>	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(6.126)</i>	<i>(7.047)</i>
			Disinvestimenti:		
7	382	9	- attività materiali	7	391
	17	4	- attività immateriali		21
	34	(1)	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		33
830	114	85	- partecipazioni	3.007	199
5	10		- titoli	40	10
(160)	186	87	- crediti finanziari	308	273
25	7	61	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	6	68
707	750	245	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>3.368</i>	<i>995</i>
(2.152)	(3.181)	(2.871)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(2.758)	(6.052)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)				I semestre	
II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		2014	2015
236	1.019	985	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2.477	2.004
(127)	(455)	(2.311)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.793)	(2.766)
295	866	1.059	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	664	1.925
404	1.430	(267)		348	1.163
1		1	Apporti netti di capitale proprio da terzi	1	1
(1.986)		(2.017)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.986)	(2.017)
(4)		(3)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(48)	(3)
(51)			Acquisto di azioni proprie	(202)	
(1.636)	1.430	(2.286)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.887)	(856)
2	(3)	1	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)	2	(2)
(9)	106	(22)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(10)	84
(206)	656	(1.804)	Flusso di cassa netto del periodo	1.087	(1.148)
6.724	6.614	7.270	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	5.431	6.614
6.518	7.270	5.466	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.518	5.466

(*) 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:

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		I semestre	
				2014	2015
53	(172)	197	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	36	25

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)				I semestre	
II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		2014	2015
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
36			Attività correnti	96	
233			Attività non correnti	265	
			Disponibilità finanziarie nette	(19)	
(248)			Passività correnti e non correnti	(291)	
21			Effetto netto degli investimenti	51	
			Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(15)	
21			Totale prezzo di acquisto	36	
			a dedurre:		
			Disponibilità liquide ed equivalenti		
21			Flusso di cassa degli investimenti	36	
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
	7		Attività correnti		7
	19		Attività non correnti		19
	(17)		Indebitamento finanziario netto		(17)
	(8)	2	Passività correnti e non correnti		(6)
	1	2	Effetto netto dei disinvestimenti		3
	34	(3)	Plusvalenza/misvalenza per disinvestimenti		31
	35	(1)	Totale prezzo di vendita		34
			a dedurre:		
	(1)		Disponibilità liquide ed equivalenti		(1)
	34	(1)	Flusso di cassa dei disinvestimenti		33

Investimenti tecnici

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
2.577	2.601	3.194	23,9	Exploration & Production	4.688	5.795	23,6
399	242	205	(48,6)	- <i>ricerca esplorativa</i>	697	447	(35,9)
2.160	2.346	2.975	37,7	- <i>sviluppo</i>	3.944	5.321	34,9
18	13	14	(22,2)	- <i>altro</i>	47	27	(42,6)
47	18	26	(44,7)	Gas & Power	75	44	(41,3)
185	103	152	(17,8)	Refining & Marketing e Chimica	354	255	(28,0)
118	73	82	(30,5)	- <i>Refining & Marketing</i>	229	155	(32,3)
67	30	70	4,5	- <i>Chimica</i>	125	100	(20,0)
125	150	118	(5,6)	Ingegneria & Costruzioni	329	268	(18,5)
28	7	8	(71,4)	Corporate e altre attività	53	15	(71,7)
17	20	(160)		Elisioni di consolidamento	25	(140)	
2.979	2.899	3.338	12,1		5.524	6.237	12,9

Nel primo semestre 2015 gli investimenti tecnici di €6.237 milioni (€5.524 milioni nel primo semestre 2014) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Egitto, Angola, Norvegia, Congo, Kazakhstan, Italia, Stati Uniti, ed Indonesia, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Libia, Cipro, Gabon, Congo, Egitto, Regno Unito, Stati Uniti ed Indonesia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€268 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione (€117 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 (€38 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€25 milioni).

Dettaglio investimenti settore Exploration & Production per area geografica

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
2014	2015	2015			2014	2015	Var. %
229	198	215	(6,1)	Italia	435	413	(5,1)
416	451	381	(8,4)	Resto d'Europa	786	832	5,9
236	389	738	..	Africa Settentrionale	422	1.127	..
911	780	1.027	12,7	Africa Sub-Sahariana	1.680	1.807	7,6
129	177	223	72,9	Kazakhstan	242	400	65,3
279	400	363	30,1	Resto dell'Asia	473	763	61,3
358	191	238	(33,5)	America	608	429	(29,4)
19	15	9	(52,6)	Australia e Oceania	42	24	(42,9)
2.577	2.601	3.194	23,9		4.688	5.795	23,6

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015			I semestre	
					2014	2015
1.584	1.697	1.754	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.583	1.726
179	165	173	Italia		180	169
195	186	181	Resto d'Europa		193	184
549	638	681	Africa Settentrionale		546	659
321	342	343	Africa Sub-Sahariana		322	343
90	100	98	Kazakhstan		96	99
104	109	113	Resto dell'Asia		100	111
120	128	140	America		119	134
26	29	25	Australia e Oceania		27	27
133,0	144,5	153,6	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	267,7	298,1

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015			I semestre	
					2014	2015
813	860	903	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	817	882
72	66	72	Italia		73	69
94	89	82	Resto d'Europa		95	86
236	248	288	Africa Settentrionale		241	268
227	256	255	Africa Sub-Sahariana		229	256
54	57	58	Kazakhstan		56	58
41	50	55	Resto dell'Asia		36	52
83	87	88	America		80	87
6	7	5	Australia e Oceania		7	6

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015			I semestre	
					2014	2015
120	130	132	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	119	131
17	16	16	Italia		17	16
16	15	15	Resto d'Europa		15	15
49	61	61	Africa Settentrionale		48	61
14	13	14	Africa Sub-Sahariana		14	14
6	7	6	Kazakhstan		6	6
9	9	9	Resto dell'Asia		10	9
6	6	8	America		6	7
3	3	3	Australia e Oceania		3	3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,1 e 15,7 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2015 e 2014, rispettivamente, e 11,2 e 13,6 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2015 e 2014, rispettivamente e 11,3 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2015).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Var.% II trim. 15 vs 14		I semestre		
					2014	2015	Var. %
7,27	10,53	10,58	45,5	ITALIA	18,45	21,11	14,4
1,00	1,72	0,61	(39,0)	- Grossisti	2,43	2,33	(4,1)
2,57	2,75	6,26	..	- PSV e borsa	6,36	9,01	41,7
1,22	1,36	1,15	(5,7)	- Industriali	2,42	2,51	3,7
0,31	0,55	0,37	19,4	- PMI e terziario	0,93	0,92	(1,1)
0,34	0,26	0,18	(47,1)	- Termoelettrici	0,79	0,44	(44,3)
0,56	2,35	0,73	30,4	- Residenziali	2,77	3,08	11,2
1,27	1,54	1,28	0,8	- Autoconsumi	2,75	2,82	2,5
11,82	15,09	11,81	(0,1)	VENDITE INTERNAZIONALI	27,40	26,90	(1,8)
9,65	12,97	9,48	(1,8)	Resto d'Europa	22,97	22,45	(2,3)
0,64	1,13	1,11	73,4	- Importatori in Italia	1,83	2,24	22,4
9,01	11,84	8,37	(7,1)	- Mercati europei	21,14	20,21	(4,4)
1,34	1,14	1,45	8,2	<i>Penisola Iberica</i>	2,86	2,59	(9,4)
1,63	1,61	0,96	(41,1)	<i>Germania/Austria</i>	3,78	2,57	(32,0)
2,18	2,84	1,68	(22,9)	<i>Benelux</i>	4,51	4,52	0,2
0,22	0,72	0,19	(13,6)	<i>Ungheria</i>	0,90	0,91	1,1
0,64	0,72	0,43	(32,8)	<i>Regno Unito</i>	1,53	1,15	(24,8)
1,54	2,07	1,80	16,9	<i>Turchia</i>	3,53	3,87	9,6
1,41	2,53	1,81	28,4	<i>Francia</i>	3,79	4,34	14,5
0,05	0,21	0,05		<i>Altro</i>	0,24	0,26	8,3
1,33	1,34	1,51	13,5	Mercati extra europei	2,92	2,85	(2,4)
0,84	0,78	0,82	(2,4)	E&P in Europa e Golfo del Messico	1,51	1,60	6,0
19,09	25,62	22,39	17,3	TOTALE VENDITE GAS MONDO	45,85	48,01	4,7

Chimica

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015		I semestre	
				2014	2015
608	438	525	Vendite		
740	649	698	Intermedi	1.235	963
54	8	52	Polimeri	1.477	1.347
1.402	1.095	1.275	Altri ricavi	92	60
				2.804	2.370
756	822	763	Produzioni		
604	608	564	Intermedi	1.588	1.585
1.360	1.430	1.327	Polimeri	1.213	1.172
				2.801	2.757

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

II trim. 2014	I trim. 2015	II trim. 2015	Ordini acquisiti	I semestre	
				2014	2015
5.527	2.122	620	Engineering & Construction Offshore	8.238	2.742
3.355	256	175	Engineering & Construction Onshore	4.328	431
61	9	180	Perforazioni mare	142	189
289	12	126	Perforazioni terra	424	138
9.232	2.399	1.101		13.132	3.500

(€ milioni)

	31 dic. 2014	30 giu. 2015
Portafoglio ordini	22.147	19.018