

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2015 le vendite di prodotti petroliferi (35,24 milioni di tonnellate) sono cresciute di 0,65 milioni di tonnellate rispetto al corrispon-

dente periodo del 2014, con un incremento pari all'1,9%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Rete		6,64	6,14	5,96	(0,18)	(2,9)
Extrarete		8,37	7,57	7,84	0,27	3,6
Petrolchimica		1,24	0,89	1,17	0,28	31,5
Altre vendite		9,43	9,89	11,56	1,67	16,9
Vendite in Italia		25,68	24,49	26,53	2,04	8,3
Rete Resto d'Europa		3,05	3,07	2,93	(0,14)	(4,6)
Extrarete Resto d'Europa		4,56	4,60	3,83	(0,77)	(16,7)
Extrarete mercati extra europei		0,10	0,43	0,43		
Altre vendite		2,02	2,00	1,52	(0,48)	(24,2)
Vendite all'estero		9,73	10,10	8,71	(1,39)	(13,8)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		35,41	34,59	35,24	0,65	1,9

Vendite rete Italia

Nel 2015, le vendite sulla rete in Italia (5,96 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2014 (circa 180 mila tonnellate, -2,9%) per effetto di una maggiore pressione competitiva. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.569 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 35 mila litri rispetto al 2014. La quota di mercato media del 2015 è del 24,5% in diminuzione di 1 punto percentuale rispetto al 2014. Al 31 dicembre 2015 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.420 stazioni di servizio con un decremento di 172 unità rispetto al 31 dicembre 2014

(4.592 stazioni di servizio). Tale riduzione è dovuta per 115 unità alla rete convenzionata come saldo di decrementi e acquisizioni, per 56 unità alla rete di proprietà essenzialmente per la chiusura di impianti a basso erogato e per una unità dovuta al mancato rinnovo di una concessione sulla rete autostradale.

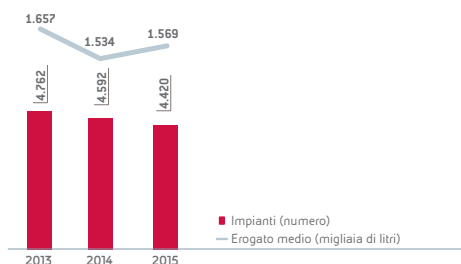
Il programma di fidelizzazione "you&eni", lanciato nel 2010, è terminato a gennaio 2015. Ad aprile è stato lanciato il nuovo programma "you&eni" di durata biennale, dedicato ai clienti che fanno rifornimento in modalità "Più Servizio".

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Italia		15,01	13,71	13,80	0,09	0,7
Vendite rete		6,64	6,14	5,96	(0,18)	(2,9)
Benzina		1,96	1,71	1,60	(0,11)	(6,4)
Gasolio		4,33	4,07	3,96	(0,11)	(2,7)
GPL		0,32	0,32	0,36	0,04	12,5
Altri prodotti		0,03	0,04	0,04		
Vendite extrarete		8,37	7,57	7,84	0,27	3,6
Gasolio		4,09	3,54	3,69	0,15	4,2
Oli combustibili		0,24	0,12	0,12		
GPL		0,30	0,28	0,22	(0,06)	(21,4)
Benzina		0,25	0,30	0,38	0,08	26,7
Lubrificanti		0,09	0,09	0,07	(0,02)	(22,2)
Bunker		1,00	0,91	1,07	0,16	17,6
Jet fuel		1,58	1,59	1,60	0,01	0,6
Altri prodotti		0,82	0,74	0,69	(0,05)	(6,8)
Estero (rete + extrarete)		7,71	8,10	7,19	(0,91)	(11,2)
Benzina		1,73	1,80	1,51	(0,29)	(16,1)
Gasolio		4,23	4,48	3,98	(0,50)	(11,2)
Jet fuel		0,51	0,56	0,65	0,09	16,1
Oli combustibili		0,22	0,18	0,17	(0,01)	(5,6)
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10		
GPL		0,51	0,55	0,51	(0,04)	(7,3)
Altri prodotti		0,41	0,43	0,27	(0,16)	(37,2)
		22,72	21,81	20,99	(0,82)	(3,8)

58 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Refining & Marketing | Andamento operativo

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,93 milioni di tonnellate hanno registrato un calo del 4,6% rispetto al 2014. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della citata dismissione le vendite hanno registrato una crescita del 2,7%.

Nel 2015 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.426 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 202 unità rispetto al 2014 per effetto principalmente della cessione degli impianti delle consociate dell'Europa dell'Est. L'erogato medio (2.272 mila litri) è sostanzialmente stabile rispetto al periodo di confronto.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 7,84 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 270 mila tonnellate, pari al 3,6% per effetto principalmente delle maggiori vendite di olio combustibile bunker, gasolio e prodotti minori i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati di GPL e lubrificanti.

Le vendite al settore Petrochimica (1,17 milioni di tonnellate) hanno registrato una crescita del 31,5% riferibile alle maggiori forniture di nafta in relazione al parziale recupero della domanda del settore industriale. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,83 milioni di tonnellate, sono diminuite del 16,7% rispetto al 2014 principalmente nei mercati dell'Est Europa per effetto delle sopra citate dismissioni.

Le altre vendite in Italia e all'estero (13,08 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 1,19 milioni di tonnellate, pari al 10% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Nell'ambito dei lubrificanti è stata ampliata la gamma di prodotti per motocicli (**i-Ride**) in grado di garantire elevate performance garantendo l'affidabilità dei motori in cui vengono utilizzati.

Investimenti tecnici

Nel 2015, gli investimenti tecnici del settore di €408 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€282 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento degli impianti, nonché a interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€75 milioni) e nel Resto d'Europa (€51 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Refining		497	362	282	(80)	(22,1)
Marketing		175	175	126	(49)	(28,0)
		672	537	408	(129)	(24,0)

Discontinued operations

Operazione Saipem

Nella parte finale del 2015 Eni ha definito una complessa transazione finalizzata a ristrutturare l'assetto proprietario della controllata quotata Saipem attraverso l'ingresso nell'azionariato di un nuovo socio di riferimento e a ottenere il rimborso dei finanziamenti intercompany in linea con la strategia del Gruppo di:

- focalizzare le risorse nel core business upstream, reperendo ulteriori fonti finanziarie da investire nello sviluppo delle ingenti risorse minerarie recentemente scoperte;
- rafforzare la struttura patrimoniale considerata la debolezza dello scenario petrolifero.

In tale ambito, il 22 gennaio 2016, con l'avveramento di tutte le condizioni sospensive tra le quali il nulla osta della Consob all'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem, è stato perfezionato il contratto di compravendita con il Fondo Strategico Italiano (FSI) avente a oggetto la cessione della partecipazione del 12,503% del capitale sociale di Saipem in mano Eni (n. 55.176.364 di azioni) al prezzo unitario di €8,4 per azione. Il prezzo della transazione è stato definito con riferimento ai prezzi di borsa nei giorni immediatamente precedenti e successivi l'annuncio dell'operazione (28 ottobre 2015). Il corrispettivo complessivo di €463 milioni è stato versato al closing in un'unica soluzione.

Contestualmente ha acquistato piena efficacia il patto parasociale stipulato il 27 ottobre 2015 tra Eni e FSI, che disciplina i reciproci rapporti quali azionisti di Saipem, con particolare riguardo alla governance e al regime di circolazione delle rispettive partecipazioni in Saipem.

Il patto parasociale avente a oggetto un numero paritetico di azioni ordinarie Saipem apportate da ciascun contraente (fino a un massimo del 12,503% del capitale ordinario più un'azione) è valido per tre anni con un'opzione tacita di rinnovo. Le principali disposizioni del patto sono: (a) per il futuro rinnovo degli organi sociali di Saipem, la presentazione da parte di Eni e FSI di un'unica lista per la nomina del Consiglio di Amministrazione (in cui il Presidente e l'AD saranno indicati congiuntamente dalle parti) e del Collegio Sindacale e il relativo impegno di voto; (b) reciproci impegni di stand-still e impegni di lock-up su tutte le azioni apportate al Patto Parasociale e talune ulteriori limitazioni con riferimento al trasferimento di azioni non apportate al Patto Parasociale; (c) obblighi di preventiva consultazione e, per quanto consentito dalla legge, impegni di voto (anche relativamente alle azioni Saipem non apportate al Patto Parasociale) in relazione a tutte le delibere di competenza dell'Assemblea di Saipem e a talune delibere di competenza del Consiglio di Saipem, tra le quali in particolare l'approvazione dei piani industriali. Gli assetti relativi alla governance concordati con il patto parasociale realizzano il controllo congiunto dell'entità da parte dei due paciscenti.

I due soci hanno assunto nei confronti di Saipem un impegno irrevocabile alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale dell'importo di €3,5 miliardi deliberato dalla Saipem di concerto alla definizione degli accordi di compravendita e parasociali tra Eni e FSI. Il complesso degli accordi prevede infine il rimborso da parte di Saipem dei finanziamenti intercompany concessi da Eni attraverso i proventi dell'aumento di capitale e il rifinanziamento presso istituzioni creditizie terze.

Considerato che le transazioni descritte si sono perfezionate dopo la chiusura del 2015, ai fini del bilancio corrente Saipem rimane ancora una controllata consolidata, fatta salva la rappresentazione come "operazione discontinuata" prevista dallo standard contabile IFRS5 per le attività in corso di dismissione. Pertanto gli impatti economici e finanziari dell'operazione Saipem saranno rilevati da Eni nel reporting statutory 2016, come di seguito descritto:

- considerato che gli assetti di governance concordati con il patto parasociale realizzano il controllo congiunto di Saipem da parte dei due contraenti, Eni procederà a deconsolidare le attività e passività e i costi e ricavi di Saipem e a valutare la partecipazione residua del 30,42% in base al metodo dell'equity accounting con valore di libro iniziale pari al prezzo di borsa delle azioni Saipem alla data del closing dell'operazione di compravendita cioè €4,2 per azione corrispondenti a un valore di carico complessivo di €564 milioni e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni (derivante dal raffronto con il valore di carico alla data di bilancio 2015);
- riduzione dell'indebitamento finanziario netto consolidato pari a circa €4,8 miliardi derivanti dal rimborso dei finanziamenti intercompany vantati verso Saipem (€5,4 miliardi alla data di bilancio 2015) e dall'incasso della cessione della partecipazione (€0,4 miliardi), al netto dell'esborso per la sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Saipem (€1,07 miliardi alla data di bilancio 2015);
- assumendo gli effetti dell'operazione alla data del 31 dicembre 2015, il leverage proforma del bilancio 2015 si ridetermina in 0,22.

Alla fine di febbraio 2016 con la chiusura dell'aumento di capitale e l'ottenimento di finanziamenti da parte di istituzioni creditizie terze, Saipem ha proceduto al rimborso integrale dei finanziamenti concessi da Eni.

Alla data di annuncio del contratto di compravendita, Eni è soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Essendo anche FSI soggetta al controllo indiretto del MEF, l'operazione si configura come operazione con parte correlata e per la sua significatività, come operazione con parti correlate di maggiore rilevanza ai sensi del Regolamento Parti

60 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Discontinued operations | Andamento operativo

Correlate e della Procedura adottata dalla Società in materia di operazioni con parti correlate¹, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento e della citata procedura aziendale.

Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 3 novembre 2015 e redatto ai sensi dell'articolo 5 del Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999 disponibile sul sito internet eni.com.

Notizie sulla società oggetto di cessione

Saipem è impegnata nella fornitura "chiavi-in-mano" di impianti e infrastrutture per l'industria petrolifera, della raffinazione e petrolchimica, attività che comprende i servizi di progettazione, approvvigionamento, costruzione, installazione e commissioning secondo gli schemi contrattuali EPC (Engineering, Procurement, Construction) e EPCI (Engineering, Procurement, Construction, Installation). Inoltre, Saipem risulta essere tra i maggiori operatori al mondo nella fornitura di servizi di perforazione offshore grazie alla dotazione di mezzi navali e rig a elevato contenuto tecnologico ed è presente anche nel settore delle perforazioni terra. Saipem beneficia di un solido posizionamento competitivo nella fornitura di servizi EPC/EPCI all'industria petrolifera sia nei progetti offshore sia nei progetti onshore, con un focus particolare sui progetti ad alto contenuto tecnologico, in aree remote, acque profonde

e in presenza di idrocarburi di difficile estrazione, facendo leva sulle distinte capacità di progettazione ed esecuzione.

La società ha un grande e diversificato portafoglio ordini con buona esposizione ai progetti in acque ultra-profonde, posa in opera di pipeline in condizioni estreme, importanti e complessi progetti onshore, sfruttando vantaggi competitivi in termini di disponibilità di mezzi tecnologicamente avanzati e competenze distinte.

Saipem è un contrattista internazionale, con una forte presenza locale in aree strategiche per la produzione degli idrocarburi quali Africa Occidentale, Nord Africa, Medio Oriente e Sud Est Asiatico.

Nel corso del 2015 Saipem ha acquisito nuovi ordini per complessivi €6.515 milioni. I più rilevanti riguardano:

- Il contratto di Engineering & Construction per conto di North Caspian Operating Company nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan, attraverso la costruzione di due condotte della lunghezza di 95 chilometri che collegheranno l'isola D nel Mar Caspio all'impianto a terra di Karabatan, in Kazakhstan;
- Il contratto per conto di Fermaca Pipeline El Encino, per il progetto EPC, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e supporto al commissioning di una stazione di compressione a El Encino, in Messico.

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
		10.062	17.971	6.515	(11.456)	(63,7)
Engineering & Construction Offshore		5.581	10.043	4.479	(5.564)	(55,4)
Engineering & Construction Onshore		2.193	6.354	1.386	(4.968)	(78,2)
Perforazioni mare		1.401	722	234	(488)	(67,6)
Perforazioni terra		887	852	416	(436)	(51,2)

Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2015 è di €15.846 milioni (€22.147 milioni al 31 dicembre 2014). L'ammontare sconta gli effetti della cancellazione del portafoglio ordini residuo del contratto South Stream per €1.232 milioni, a seguito di notifica della

termination per convenienze pervenuta l'8 luglio 2015.

I risultati economici di Saipem per l'esercizio 2015 sono illustrati nella sezione dedicata del "Commento ai risultati economico-finanziari", pag. 83.

Portafoglio ordini	(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	Var. ass.	Var. %
		17.065	22.147	15.846	(6.301)	(28,5)
Engineering & Construction Offshore		8.320	11.161	7.518	(3.643)	(32,6)
Engineering & Construction Onshore		4.114	6.703	5.301	(1.402)	(20,9)
Perforazioni mare		3.390	2.920	2.010	(910)	(31,2)
Perforazioni terra		1.241	1.363	1.017	(346)	(25,4)

Versalis

Per il settore chimico operato dalla società interamente controllata Versalis SpA, al 31 dicembre 2015, è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Conseguentemente anche per Versalis, come

per Saipem le attività, le passività, i costi ed i ricavi ed i flussi finanziari sono stati rappresentati fra le discontinued operations. Inoltre come previsto dall'IFRS5 il valore del net asset in vista Eni del business chimico è stato valutato al minore tra il valore di libro e il fair value coerente con la transazione in corso di definizione.

[1] La Management System Guideline "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni il 18 novembre 2010 e modificata dallo stesso il 19 gennaio 2012. Il documento è disponibile sul sito internet eni.com, nella sezione "Governance - Parti correlate".

Notizie sulla società oggetto di cessione

Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di tecnologie proprietarie, impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 17 Paesi.

Il portafoglio dei brevetti e delle tecnologie proprietarie di Versalis si estende su tutto il campo dei prodotti base e dei polimeri: fenolo e derivati, polietilene, stirenici ed elastomeri, nonché catalizzatori e prodotti chimici speciali.

Versalis, come produttore di intermedi, di tutti i tipi di polietilene, di un'ampia gamma di elastomeri/lattici e di tutta la linea dei prodotti stirenici, continua a sviluppare le sue tecnologie proprietarie con l'esperienza diretta, maturata nei propri centri di ricerca e di sviluppo e presso gli impianti produttivi. Questo tipo di approccio ha permesso di ottimizzare la progettazione delle singole apparecchiature e degli impianti, delle prestazioni di questi, dei catalizzatori proprietari e dei prodotti, conseguendo risultati di eccellenza in tutte le tecnologie delle aree di business della società per poter competere nel mercato mondiale. Rivestono un ruolo chiave i catalizzatori proprietari più innovativi, in particolare quelli a base di ze-

oliti, disponibili a livello mondiale, sviluppati da Versalis come "elementi fondamentali" di alcune delle sue più avanzate tecnologie licenziabili. Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità dei business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.

Nel corso del 2015 le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.700 mila tonnellate sono aumentate di 417 mila tonnellate rispetto al periodo di confronto per effetto della ripresa della domanda.

I risultati economici di Versalis per l'esercizio 2015 sono illustrati nella sezione dedicata del "Commento ai risultati economico-finanziari", pag. 84.

	(migliaia di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Intermedi		3.462	2.972	3.334	362	12,2
Polimeri		2.355	2.311	2.366	55	2,4
Produzioni		5.817	5.283	5.700	417	7,9

Commento ai risultati economico-finanziari

I risultati economici, i dati patrimoniali e finanziari dell'esercizio 2015 sono rappresentati, oltreché complessivamente, distinguendo le continuing operations dalle discontinued operations rilevando queste ultime secondo i criteri di cui all'IFRS 5.

Nelle discontinued operations sono rappresentati:

- Il settore Ingegneria & Costruzioni gestito da Saipem SpA. Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. Conseguentemente con effetto per l'intero esercizio i costi, i ricavi ed i flussi finanziari di Saipem sono stati riclassificati fra le discontinued operations e le attività e le passività classificate come possedute per la vendita. Inoltre come previsto dall'IFRS 5 il net asset di Saipem in vista Eni è stato valutato al minore tra il valore di libro e il fair value rappresentato dalla quotazione di borsa al 31 dicembre.
- Il settore chimico operato dalla società interamente controllata Versalis SpA relativamente alla quale al 31 dicembre 2015 è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore. Conseguentemente anche per Versalis, come per Saipem, i costi ed i ricavi ed i flussi finanziari sono stati rappresentati fra le discontinued operations e le attività e le passività classificate come possedute per la vendita. Inoltre come previsto dall'IFRS 5 il valore del net asset in vista Eni del business chimico è stato valutato al minore tra il valore

di libro e il fair value coerente con la transazione in corso di definizione.

Conseguentemente in questa Relazione finanziaria annuale l'illustrazione dei risultati riguarda prevalentemente quelli delle continuing operations. A questo proposito tuttavia va tenuto presente che la rilevazione separata delle discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS 5 si riferisce solo ai rapporti verso terzi lasciando in essere l'elisione dei rapporti infragruppo. In tal modo si determina una distorsione nella separazione dei valori tra continuing e discontinued operations che a livello economico determina una ingiustificata penalizzazione dell'una o dell'altra tanto più rilevante quanto maggiori sono i rapporti economici infragruppo dei settori discontinuati.

In particolare la rilevazione di I&C secondo i criteri di cui all'IFRS 5 avvantaggia le continuing operations che in tal modo beneficiano dell'elisione dei costi netti nei confronti di Saipem soprattutto per le commesse intercompany di manutenzione e realizzazione di beni d'investimento (impianti e altre infrastrutture), al contrario la rilevazione della chimica secondo gli stessi criteri penalizza le continuing operations per effetto dell'elisione dei ricavi netti soprattutto per le forniture dei feedstock petroliferi e altre utilities di stabilimento da parte delle società del Gruppo, in particolare del settore Refining & Marketing.

Al fine di rimuovere tali distorsioni sono state elaborate misure di performance non previste dagli IFRS che escludono del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi il contributo di Saipem e Versalis alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento dei predetti settori e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone e flusso di cassa operativa standalone¹.

[1] Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Non-GAAP measures") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l' hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. In considerazione del trattamento contabile di I&C e Chimica come discontinued operations in base allo IFRS 5, il management ha introdotto ulteriori Non-GAAP measures per valutare la performance delle continuing operations. Tali misure sono l'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted su base standalone che ripristinano nei risultati delle continuing operations le transazioni intercompany verso le discontinued operations in modo da ottenere una rappresentazione dei risultati delle continuing operations come se le discontinued operations fossero state deconsolidate. Un'analoga misura alternativa di performance è stata elaborata per il flusso di cassa da attività operativa delle continuing operations (flusso di cassa da attività operativa su base standalone).

Conto economico

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
98.547	Ricavi della gestione caratteristica	93.187	67.740	(25.447)	(27,3)
1.117	Altri ricavi e proventi	1.039	1.205	166	16,0
(80.765)	Costi operativi	(76.639)	(56.761)	19.878	25,9
(71)	Altri proventi e oneri operativi	145	(485)	(630)	..
(10.961)	Ammortamenti e svalutazioni	(10.147)	(14.480)	(4.333)	(42,7)
7.867	Utile (perdita) operativo	7.585	(2.781)	(10.366)	..
(999)	Proventi (oneri) finanziari	(1.181)	(1.323)	(142)	(12,0)
6.083	Proventi netti su partecipazioni	469	124	(345)	(73,6)
12.951	Utile (perdita) prima delle imposte	6.873	(3.980)	(10.853)	..
(9.055)	Imposte sul reddito	(6.681)	(3.147)	3.534	52,9
69,9	Tax rate (%)	97,2
3.896	Utile (perdita) netto - continuing operations	192	(7.127)	(7.319)	..
1.063	Utile (perdita) netto - discontinued operations	658	(2.251)	(2.909)	..
4.959	Utile (perdita) netto	850	(9.378)	(10.228)	..
	di competenza:				
5.160	Eni:	1.291	(8.783)	(10.074)	..
3.472	- continuing operations	101	(7.680)	(7.781)	..
1.688	- discontinued operations	1.190	(1.103)	(2.293)	..
(201)	Interessenze di terzi:	(441)	(595)	(154)	34,9
424	- continuing operations	91	553	462	..
(625)	- discontinued operations	(532)	(1.148)	(616)	..

Utile netto

Nel 2015 Eni ha registrato la **perdita netta delle continuing operations** di €7.680 milioni con un sensibile peggioramento rispetto all'esercizio precedente (che chiudeva in sostanziale pareggio) a causa della debolezza strutturale del mercato petrolifero che ha eroso la redditività operativa e il valore degli asset di Eni.

La gestione industriale ha registrato una perdita di €2.781 milioni dovuta alla contrazione dei ricavi di E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione equity sulla scia della caduta del Brent (-47%), all'allineamento alle quotazioni correnti del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi, nonché a causa della rilevazione di significative svalutazioni delle proprietà Oil & Gas (€4.502 milioni) che riflettono la revisione dello scenario prezzi degli idrocarburi da parte del management con l'adozione di un riferimento Brent di lungo termine a \$65 al barile rispetto al valore di \$90 al barile nelle valutazioni del bilancio 2014. Inoltre sulla perdita operativa ha inciso la revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relativi a precedenti esercizi del business retail Gas & Power per €484 milioni e l'iscrizione di un fondo su tali crediti per €226 milioni.

Per attenuare l'effetto negativo dello scenario sulla redditività e sulla generazione di cassa, il management ha implementato azioni incisive di contenimento dei costi operativi dell'upstream, taglio degli investimenti grazie alla maggiore selettività nelle decisioni di spesa, alla rifasatura/rimodulazione dei grandi progetti di sviluppo e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni strumentali e degli altri servizi di giacimento facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo. I tagli sugli investimenti non hanno penalizzato la performance produttiva

che ha registrato una crescita del 10% a 1.760 mila boe/giorno nell'anno, il plateau più elevato su base annua dal 2010. La gestione industriale di R&M è tornata in utile grazie alle ristrutturazioni impiantistiche e allo scenario margini più favorevole; G&P al netto degli oneri straordinari rappresentati dall'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale ha chiuso in sostanziale pareggio, nonostante lo slittamento dei proventi attesi da alcune rinegoziazioni dei contratti long-term. Infine i costi generali e amministrativi sono stati ridotti di €0,6 miliardi.

Sulla perdita netta ha inciso in misura importante l'incremento del tax rate che riflette l'impatto dello scenario in E&P che concentra gli utili ante imposte positivi nei PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati, determina la maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario e limita la capacità di iscrivere attività per imposte anticipate sulle perdite gestionali (€1.058 milioni). Inoltre è stata registrata la rettifica delle attività per imposte anticipate in Italia di €885 milioni dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e alla riduzione dell'aliquota sul reddito delle società dal 27,5% al 24% considerata sostanzialmente in vigore alla reporting date.

La **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €8.783 milioni nell'esercizio. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations dovuta principalmente alle svalutazioni rilevate per allineare i net assets dei due disposal group Saipem e Versalis ai rispettivi fair value costituiti, per Saipem, dal prezzo di borsa alla reporting date del 31

64 Eni Relazione Finanziaria Annuale

Commento ai risultati e altre informazioni

dicembre 2015, e per Versalis, dalla prevedibile valorizzazione del business nell'accordo industriale in corso di definizione con un impatto complessivo di €1.969, milioni privi di effetti fiscali. Le discontinued operations comprendono inoltre il fair value positivo relativo alla quota di partecipazione in Saipem oggetto di cessione a FSI, dato dalla differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,39 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem alla chiusura (€7,49 per azione), per un provento netto di €49 milioni.

Il 22 gennaio 2016, data di classificazione della partecipazione mantenuta in Saipem fra le controllate congiunte (joint venture), il relativo valore di libro è stato adeguato al prezzo di borsa corrente di €4,2 per azione rilevando una ulteriore svalutazione di €441 milioni rispetto alla valutazione di fine 2015. Successivamente, nel mese di febbraio 2016, i valori di borsa si sono ulteriormente depressi. Tali sviluppi non rappresentano ai sensi dello IAS 10 adjusting events della valutazione di Saipem fatta nel reporting 2015 sulla base della valutazione di borsa alla chiusura dell'esercizio.

Risultati adjusted

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
11.280	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
1.856	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	995	309		
13.136	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	11.442	4.104	(7.338)	(64,1)
3.472	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	101	(7.680)	(7.781)	..
291	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	890	561		
(1.264)	Esclusione special item	1.209	6.421		
2.499	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	2.200	(698)	(2.898)	..
1.355	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	1.654	1.032		
3.854	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	3.854	334	(3.520)	(91,3)
63,2	Tax rate (%)	65,3	93,0		

L'utile operativo adjusted delle continuing operations su base standalone è stato di €4.104 milioni con una riduzione di €7.338 milioni rispetto all'esercizio precedente, pari al 64,1%, attribuibile principalmente all'upstream (-€7.443 milioni, -64,4%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi; mentre i minori benefici una tantum delle rinegozziazioni dei contratti gas hanno pesato per -€0,7 miliardi.

L'utile netto adjusted delle continuing operations di competenza degli azionisti Eni su base standalone di €334 milioni è diminuito di €3.520 milioni, dopo aver escluso la perdita di magazzino di €561 milioni, gli special item costituiti da oneri netti di €6.421 milioni e il ripristino delle elisioni intercompany di €1.032 milioni, con una rettifica complessiva positiva di +€8.014 milioni. Il peggioramento rispetto al 2014 (-91,3%) riflette la contrazione dell'utile operativo adjusted e il tax rate in aumento di circa 28 punti percentuali al 93% per effetto dell'incremento registrato in E&P a causa: i) della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e ii) della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario. Rettificando l'effetto della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzati in E&P, prospetticamente inferiore per effetto dei minori ammortamenti conseguenti alle svalutazioni di asset determinate dallo scenario e rideterminando l'utile operativo

adjusted sulla base del successful effort method, al netto dei costi relativi ai progetti cancellati, il tax rate adjusted consolidato si ridetermina nel 2015 e nel 2014 rispettivamente nel 79% e nel 63%.

Gli special item dell'utile operativo delle continuing operations sono rappresentati da oneri netti di €5.762 milioni relativi principalmente a:

- svalutazioni di €4.826 milioni relative principalmente al settore E&P che riflettono l'impatto sui valori recuperabili delle proprietà Oil & Gas della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola). Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e alle centrali power nell'ambito del settore Gas & Power a causa del debole scenario dei margini sull'energia elettrica;
- oneri netti del settore G&P relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi del settore Retail e a stanziamenti a fondo per gli stessi crediti per fatture da emettere (€130 milioni relativi al gas e €96 milioni all'energia elettrica);

- (iii) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting [oneri di €164 milioni];
- (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€204 milioni) e per incentivazione all'esodo (€27 milioni).

Gli **special item non operativi** si riferiscono principalmente alle imposte sul reddito e comprendono oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, la rettifica delle attività per imposte anticipate (€851 milioni) relative alla gestione italiana, valutate non

più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia nonché per effetto della revisione dell'aliquota d'imposta statutory. Analoghe rettifiche negative della fiscalità differita sono state rilevate al di fuori dell'Italia nel settore E&P per €860 milioni. Tali effetti sono stati in parte compensati dal provento relativo al reversal del fondo imposte differite a seguito di modifiche della normativa fiscale in Regno Unito.

L'analisi dell'**utile netto adjusted da continuing operations** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
5.950	Exploration & Production	4.423	752	(3.671)	(83,0)
(239)	Gas & Power	86	(168)	(254)	..
(246)	Refining & Marketing	(41)	282	323	..
(689)	Corporate e altre attività	(852)	(663)	189	22,2
(1.854)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	(873)	(296)	577	..
2.922	Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations	2.743	(93)	(2.836)	..
di competenza:					
423	- interessenze di terzi	543	605	62	11,4
2.499	- azionisti Eni	2.200	(698)	(2.898)	..

(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.

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla continua debolezza del prezzo di riferimento del Brent (-47% rispetto al 2014) a causa dell'eccesso di offerta. I prezzi del gas di produzione sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di riferimento (USA ed Europa).

Il margine indicatore di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni, ha più che raddoppiato per effetto principalmente del calo della quotazione del marker Brent e per il rafforzamento relativo delle quotazioni della benzina. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria

di raffinazione europea connessi alla scarsa dinamica della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti.

Il mercato del gas continua ad essere caratterizzato da una crescita debole della domanda e di forte pressione competitiva. La competizione sul pricing ha continuato ad essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita.

I risultati dell'esercizio hanno beneficiato del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-16,5%).

2013		2014	2015	Var. %
108,66	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	98,99	52,46	(47,0)
1,328	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,329	1,110	(16,5)
81,82	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	74,48	47,26	(36,5)
2,43	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,21	8,32	...
10,63	Prezzo gas NBP ^(d)	8,22	6,52	(20,7)
0,22	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,21	(0,02)	..
0,27	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,23	0,32	39,1

(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.

Analisi delle voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
31.264	Exploration & Production	28.488	21.436	(7.052)	(24,8)
79.619	Gas & Power	73.434	52.096	(21.338)	(29,1)
27.201	Refining & Marketing	24.330	18.458	(5.872)	(24,1)
1.496	Corporate e altre attività	1.429	1.468	39	2,7
18	Effetto eliminazione utili interni	54		(54)	
(41.051)	Elisioni di consolidamento	(34.548)	(25.718)	8.830	
98.547		93.187	67.740	(25.447)	(27,3)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2015 (€67.740 milioni) sono diminuiti di €25.447 milioni rispetto al 2014 (-27,3%) a causa della debolezza dei prezzi delle commodity energetiche, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto cambio e dal contributo complessivamente positivo dei volumi (produzioni di idrocarburi, lavorazioni delle raffinerie e vendite di gas, mentre sono diminuite le vendite di carburanti rete).

I ricavi del settore Exploration & Production (€21.436 milioni) sono diminuiti di €7.052 milioni (-24,8%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-47,8% e -33,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-47%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti, parzialmente compensati dall'incremento delle produzioni vendute.

I ricavi del settore Gas & Power (€52.096 milioni) sono diminuiti di €21.338 milioni (-29,1%) per effetto della riduzione dei prezzi di olio e prodotti petroliferi, del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda, la pressione competitiva e l'allineamento dei prezzi delle forniture di breve termine alle quotazioni spot continentali, nonché le minori vendite nei mercati target europei (-7,2%), parzialmente compensate dai maggiori volumi venduti in Italia (+12,9%). I ricavi del business retail G&P sono stati influenzati dalla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relativi a precedenti esercizi.

I ricavi del settore Refining & Marketing (€18.458 milioni) sono diminuiti di €5.872 milioni (-24,1%) per effetto della discesa delle quotazioni di riferimento.

Costi operativi

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
78.108	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	74.067	53.983	(20.084)	(27,1)
474	di cui: - altri special item	119	427		
2.657	Costo lavoro	2.572	2.778	206	8,0
245	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	4	38		
80.765		76.639	56.761	(19.878)	(25,9)

I costi operativi sostenuti nel 2015 (€56.761 milioni) sono diminuiti di €19.878 milioni rispetto al 2014, pari al 25,9%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€53.983 milioni) sono diminuiti del 27,1% (-€20.084 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere), in parte compensata dall'effetto cambio. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €427 milioni (€119 milioni nel 2014) relativi ad accantonamenti per rischi ambientali, dispute contrattuali, fondi per contenziosi tribu-

tari diversi dalle imposte sul reddito nonché stanziamenti a fondo per i crediti per fatture da emettere del business retail G&P (€226 milioni, di cui 130 milioni relativi al gas e 96 milioni all'energia elettrica).

Il **costo lavoro** (€2.778 milioni) è aumentato di €206 milioni rispetto al 2014 (+8%), per effetto principalmente del deprezzamento dell'euro rispetto alle principali valute e di minori capitalizzazioni. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dal decremento dell'occupazione media.

Ammortamenti e svalutazioni

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
7.810	Exploration & Production	8.473	8.902	429	5,1
413	Gas & Power	335	363	28	8,4
345	Refining & Marketing	282	346	64	22,7
62	Corporate e altre attività	70	71	1	1,4
(25)	Effetto eliminazione utili interni	(26)	(28)	(2)	
8.605	Totale ammortamenti	9.134	9.654	520	5,7
2.356	Svalutazioni	1.013	4.826	3.813	..
10.961		10.147	14.480	4.333	42,7

Gli **ammortamenti** (€9.654 milioni) sono aumentati di €520 milioni (+5,7%) rispetto al 2014 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto dell'apprezzamento del dollaro che ha pesato per €1.038 milioni e dell'aumento delle produzioni, parzialmente compensati dai minori costi di ricerca esplorativa.

Le **svalutazioni** (€4.826 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P e riflettono l'impatto sui valori recuperabili delle proprietà Oil & Gas della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati

registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination [Algeria, Congo e Turkmenistan] e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola). Inoltre sono state registrate svalutazioni minori relative agli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi nel settore Refining & Marketing e alle centrali power nell'ambito del settore Gas & Power a causa del debole scenario dei margini sull'energia elettrica.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
19	Exploration & Production	690	4.502	3.812	..
1.685	Gas & Power	25	152	127	..
633	Refining & Marketing	284	152	(132)	(46,5)
19	Corporate e altre attività	14	20	6	42,9
2.356		1.013	4.826	3.813	..

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo delle continuing operations per settore di attività.

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
14.868	Exploration & Production	10.766	(144)	(10.910)	..
(2.923)	Gas & Power	64	(1.258)	(1.322)	..
(1.534)	Refining & Marketing	(2.107)	(552)	1.555	73,8
(736)	Corporate e altre attività	(518)	(497)	21	4,1
(1.808)	Effetto eliminazione utili interni	(620)	(330)	290	
7.867	Utile (perdita) operativo	7.585	(2.781)	(10.366)	..

68 Eni Relazione Finanziaria Annuale

Commento ai risultati e altre informazioni

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
7.867	Utile (perdita) operativo - continuing operations	7.585	(2.781)	(10.366)	..
503	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.290	814		
2.910	Esclusione special item	1.572	5.762		
11.280	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
	Dettaglio per settore di attività:				
14.643	Exploration & Production	11.551	4.108	(7.443)	(64,4)
(622)	Gas & Power	168	(126)	(294)	..
(472)	Refining & Marketing	(65)	387	452	..
(542)	Corporate e altre attività	(443)	(369)	74	(16,7)
(1.727)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(764)	(205)	559	
11.280		10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
11.280	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	10.447	3.795	(6.652)	(63,7)
1.856	Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations	995	309		
13.136	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	11.442	4.104	(7.338)	(64,1)

L'utile operativo adjusted delle continuing operations su base standalone è stato di €4.104 milioni, con una riduzione del 64,1% rispetto all'esercizio precedente (-€7.338 milioni) attribuibile principalmente all'upstream (-€7.443 milioni, -64,4%), determinata dall'effetto scenario/cambio per €8,8 miliardi parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per €2,2 miliardi, mentre i minori benefici una tantum

delle rinegoziazioni dei contratti gas hanno pesato per -€0,7 miliardi.

L'utile operativo adjusted esclude la perdita di magazzino di €814 milioni, special item costituiti da oneri netti per un totale di €5.762 milioni, nonché il ripristino delle elisioni degli utili sulle transazioni intercompany verso le discontinued operations per l'ammontare di €309 milioni.

Proventi (oneri) finanziari netti

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
(808)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(802)	(814)	(12)
(887)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(871)	(838)	33
39	- Interessi attivi verso banche	19	19	(17)
4	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	24	3	
36	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	26	2	(24)
(92)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	165	160	(5)
(91)	- Strumenti finanziari derivati su valute	51	96	45
40	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	46	31	(15)
(41)	- Opzioni	68	33	(35)
24	Differenze di cambio	(408)	(351)	57
(289)	Altri proventi (oneri) finanziari	(293)	(477)	(184)
61	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	74	109	35
(240)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(292)	(291)	1
(110)	- Altri proventi (oneri) finanziari	(75)	(295)	(220)
(1.165)		(1.338)	(1.482)	(144)
166	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	157	159	2
(999)		(1.181)	(1.323)	(142)

Gli **oneri finanziari netti** di €1.323 milioni aumentano di €142 milioni rispetto al 2014. I maggiori proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+€45 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39, sono stati più che compensati dall'effetto negativo della svalutazione di crediti finanziari strumentali all'attività operativa relativi a un progetto

nigeriano in funzione della revisione dello scenario prezzi delle commodity. Le opzioni di €33 milioni riguardano il fair value positivo delle opzioni implicite del bond convertibile in azioni Snam dovuto alla riduzione della passività outstanding a fine 2014 per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti su circa il 6% e all'approssimarsi della scadenza del diritto su circa il 2% ancora in mano Eni alla data di reporting.

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2015 è illustrata nella tabella seguente:

2015 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(447)	(2)		(3)	(452)
Dividendi	236		71	95	402
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	(47)	69	144	164
Altri proventi (oneri) netti	9	(49)	1	49	10
	(204)	(98)	141	285	124

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €124 milioni e riguardano:

- (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€402 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€222 milioni) e Snam SpA (€72 milioni);
- (ii) le plusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€164 milioni) relative principalmente alla (i) plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam; (ii) agli asset della raffinazione nell'Europa dell'Est (€70 milioni) e (iii) alla minusvalenza (€47 milioni) relativa alla cessione di asset minori del business Gas & Power in Argentina;
- (iii) gli altri proventi netti comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria

delle azioni Snam che residuano dopo l'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€49 milioni relativi al 2,22% in mano Eni alla data di chiusura).

Tali proventi sono stati parzialmente compensati dalle minusvalenze da impairment test registrate nei settori: (i) E&P relativa all'Angola LNG Ltd di €469 milioni, che comprende i costi di produzione e i costi operativi legati all'avvio dell'impianto di liquefazione per effetto della revisione dello scenario delle commodity; (ii) G&P relativa alla partecipazione Unión Fenosa Gas SA per €49 milioni.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
220	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	104	(452)	(556)
400	Dividendi	384	402	18
3.598	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	160	164	4
1.865	Altri proventi (oneri) netti	(179)	10	189
6.083		469	124	(345)

70 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Commento ai risultati e altre informazioni

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %	
14.868	Utile (perdita) operativo	10.766	(144)	(10.910)	..	
(225)	Esclusione special item:	785	4.252			
19	- svalutazioni di asset e altre attività	692	4.502			
(283)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(76)	(414)			
52	- oneri per incentivazione all'esodo	24	15			
7	- accantonamenti a fondo rischi	(5)				
(2)	- derivati su commodity	(28)	12			
(2)	- differenze e derivati su cambi	6	(59)			
(16)	- altro	172	196			
14.643	Utile (perdita) operativo adjusted	11.551	4.108	(7.443)	(64,4)	
(264)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(287)	(286)	1		
367	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	323	253	(70)		
(8.796)	Imposte sul reddito ^(a)	(7.164)	(3.323)	3.841		
59,7	Tax rate (%)	61,8	81,5	19,7		
5.950	Utile (perdita) netto adjusted	4.423	752	(3.671)	(83,0)	
	I risultati includono:					
7.829	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	9.163	13.404	4.241	46,3	
1.736	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.589	955	(634)	(39,9)	
1.373	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.221	701	(520)	(42,6)	
363	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	368	254	(114)	(31,0)	
	Prezzi medi di realizzo					
99,44	Petrolio ^(b)	(\$/barile)	88,71	46,30	(42,41)	(47,8)
256,57	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	242,80	160,78	(82,02)	(33,8)
71,87	Idrocarburi	(\$/boe)	65,49	36,47	(29,02)	(44,3)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel 2015, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €4.108 milioni con una riduzione di €7.443 milioni rispetto al 2014, pari al 64,4%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-47,8% e -33,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-47%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'effetto cambio, dalla maggiore produzione venduta, da recuperi di efficienza (minori opex) e dai minori costi per attività esplorativa.

Nell'anno è stata rilevata una rettifica positiva per **special item** di €4.252 milioni relativa principalmente: (i) alla svalutazione di proprietà Oil & Gas (€4.502 milioni) che riflettono l'impatto sui valori recuperabili della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a medio e lungo termine. Gli importi di maggiore rilievo sono stati registrati con riferimento ad asset oggetto in passato di business combination (Algeria, Congo e Turkmenistan) e a CGU localizzate in aree a elevati costi (Stati Uniti, Regno Unito, Norvegia e Angola); (ii) al fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del

gas (oneri di €12 milioni); (iii) alle plusvalenze nette sulle cessioni di asset non strategici (€414 milioni), principalmente in Nigeria.

L'**utile netto adjusted** di €752 milioni è diminuito di €3.671 milioni rispetto al 2014, pari all'83%, per effetto della contrazione del risultato operativo e dell'incremento del tax rate (81,5%) a causa: i) della concentrazione dei risultati ante imposte positivi nei contratti di PSA che, più resilienti in scenari decrescenti, sono però caratterizzati da tax rate mediamente più elevati e ii) della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili sui risultati ante imposte ridotti per l'effetto scenario. Rettificando l'effetto della maggiore incidenza dei costi non fiscalizzabili, prospetticamente inferiore per effetto dei minori ammortamenti conseguenti alle svalutazioni di asset determinate dallo scenario e rideterminando l'utile operativo adjusted sulla base del successful effort method, al netto dei costi relativi ai progetti cancellati, il tax rate adjusted nel 2015 e nel 2014 si ridetermina rispettivamente nel 70% e nel 60%. Nel 2015 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo di E&P prima delle variazioni del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 34%, leggermente inferiore rispetto al 2014.

(2) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Gas & Power

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
(2.923)	Utile (perdita) operativo	64	(1.258)	(1.322)	..
192	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(119)	132		
2.109	Esclusione special item:	223	1.000		
1.685	- svalutazioni	25	152		
292	- accantonamento a fondo rischi:	(42)	226		
	- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail		226		
1	- plusvalenze nette su cessione di asset				
(1)	- oneri ambientali				
10	- oneri per incentivazione all'esodo	9	6		
317	- derivati su commodity	(38)	90		
(218)	- differenze e derivati su cambi	205	(9)		
23	- altro	64	535		
	- di cui revisione stima crediti per fatture da emettere		484		
(622)	Utile (perdita) operativo adjusted	168	(126)	(294)	..
14	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	7	11	4	
70	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	49	(2)	(51)	
299	Imposte sul reddito ^(a)	(138)	(51)	87	
..	Tax rate (%)	61,6	..		
(239)	Utile (perdita) netto adjusted	86	(168)	(254)	..

[a] Escludono gli special item.

Nel 2015 il settore ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €126 milioni con un peggioramento di €294 milioni rispetto all'utile di €168 milioni del 2014. La variazione riflette i maggiori proventi a tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel 2014 oltre che l'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel 2015.

La perdita operativa adjusted è ottenuta con una rettifica positiva di €1.000 milioni dovuta a (i) oneri relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni per il gas; €138 milioni per le vendite di energia elettrica) relative a precedenti esercizi del settore retail e a stanziamenti a fondo rischi su crediti per le stesse fatture da emettere (€130 milioni per il gas, €96 milioni per l'energia elettrica). La stima delle

vendite nel settore retail avviene sulla base dei dati comunicati dai gestori delle reti nazionali e locali cui altresì compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di rettifiche e conseguenti conguagli fino al quinto anno successivo. Le predette rettifiche corrispondono a circa il 2% dei ricavi di riferimento; (ii) oneri da componente valutativa dei derivati su commodity (€90 milioni); (iii) svalutazioni delle centrali power a seguito della proiezione di minori margini sulle vendite di energia elettrica e di altri asset minori (€152 milioni).

Il settore ha chiuso l'esercizio con la **perdita netta adjusted** di €168 milioni con una flessione di €254 milioni rispetto all'utile di €86 milioni conseguito nel 2014 a seguito del peggioramento gestionale e dei minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

72 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Commento ai risultati e altre informazioni

Refining & Marketing

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
(1.534)	Utile (perdita) operativo	(2.107)	(552)	1.555	73,8
220	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.576	555		
842	Esclusione special item:	466	384		
93	- oneri ambientali	111	116		
633	- svalutazioni	284	152		
[9]	- plusvalenze nette su cessione di asset	[2]	[5]		
	- accantonamenti a fondo rischi		7		
91	- oneri per incentivazione all'esodo	[4]	5		
1	- derivati su commodity	38	72		
30	- differenze e derivati su cambi	14			
3	- altro	25	37		
(472)	Utile (perdita) operativo adjusted	(65)	387	452	..
[6]	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	[9]	[12]	[3]	
56	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	67	72	5	
176	Imposte sul reddito ^(a)	[34]	[165]	[131]	
..	Tax rate [%]	..	36,9		
(246)	Utile (perdita) netto adjusted	(41)	282	323	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2015 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €387 milioni che rappresenta un miglioramento di €452 milioni rispetto alla perdita di €65 milioni registrata nell'esercizio precedente. La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che hanno consentito di ridurre il margine di break-even della raffinazione a 5 \$/barile e di anticiparne al 2015 il pareggio economico previsto al 2017 nel Piano Strategico 2015-2018.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €384 milioni si riferiscono alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€152 milioni), all'accantonamento di oneri ambientali (€116 milioni), alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (oneri di €72 milioni) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting.

L'**utile netto adjusted** di €282 milioni evidenzia una crescita di €323 milioni rispetto al 2014.

Corporate e altre attività

2013	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.	Var. %
(736)	Utile (perdita) operativo	(518)	(497)	21	4,1
194	Esclusione special item:	75	128		
52	- oneri ambientali	41	88		
19	- svalutazioni	14	20		
[3]	- plusvalenze nette su cessione di asset	3	4		
31	- accantonamenti a fondo rischi	12	[10]		
92	- oneri per incentivazione all'esodo	[25]	1		
3	- altro	30	25		
(542)	Utile (perdita) operativo adjusted	(443)	(369)	74	16,7
[567]	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	[564]	[686]	[122]	
291	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	[156]	285	441	
129	Imposte sul reddito ^(a)	311	107	[204]	
(689)	Utile (perdita) netto adjusted	(852)	(663)	189	22,2

(a) Escludono gli special item.