APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2017 sono state acquistate 24,28 milioni di tonnellate di petrolio (23,35 milioni di tonnellate nel 2016) di cui 3,51 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 9,83 milioni di tonnellate sul mercato spot e 10,94 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 40% dal Medio Oriente, 19% Asia Centrale, 15% dalla Russia, 12% dall'Italia, 10% dall'Africa Settentrionale, 2% dal Mare del Nord, 1% dall'Africa Occidentale e 1% da altre aree.

Acquisti

(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	3,51	3,43	5,04	0,08	2,3
Altri greggi	20,77	19,92	19,76	0,85	4,3
Totale acquisti di greggi	**24,28**	**23,35**	**24,80**	**0,93**	**4,0**
Acquisti di semilavorati	0,96	1,35	1,66	(0,39)	(28,9)
Acquisti di prodotti	10,92	11,20	10,68	(0,28)	(2,5)
TOTALE ACQUISTI	**36,16**	**35,90**	**37,14**	**0,26**	**0,7**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,34)	(0,37)	(0,41)	0,03	(8,1)
Altre variazioni[a]	(1,76)	(1,92)	(1,22)	0,16	(8,3)
TOTALE DISPONIBILITÀ	**34,06**	**33,61**	**35,51**	**0,45**	**1,3**

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2017 sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in flessione del 2% rispetto al 2016 a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.
In Italia la diminuzione dei volumi processati (-2,1%) riflette principalmente i fenomeni precedentemente citati. In aumento (+14,3%) rispetto al 2016 i volumi di green feedstock processati presso la Raffineria di Venezia.
All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,87 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 40 mila tonnellate (-1,4% per il maggior impatto delle fermate di manutenzione 2017 di BayernOil, rispetto a quelle di PCK del 2016).
Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,03 milioni di tonnellate, in calo del 7,7% (pari a 1,34 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari all'82,6%. Il 15,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2016 (14,8%).

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	16,03	17,37	18,37	(1,34)	(7,7)
Lavorazioni in conto terzi	(0,34)	(0,27)	(0,38)	(0,07)	25,9
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	5,46	4,51	4,73	0,95	21,1
Lavorazioni in conto proprio	**21,15**	**21,61**	**22,72**	**(0,46)**	**(2,1)**
Consumi e perdite	(1,36)	(1,53)	(1,52)	0,17	(11,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**19,79**	**20,08**	**21,20**	**(0,29)**	**(1,4)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	6,74	6,28	6,22	0,46	7,3
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,46)	(0,39)	(0,48)	(0,07)	17,9
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,34)	(0,37)	(0,41)	0,03	(8,1)
Prodotti venduti	**25,73**	**25,60**	**26,53**	**0,13**	**0,5**
Totale lavorazioni green	**0,24**	**0,21**	**0,20**	**0,03**	**14,3**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	**2,87**	**2,91**	**3,69**	**(0,04)**	**(1,4)**
Consumi e perdite	(0,22)	(0,22)	(0,23)		
Prodotti disponibili da lavorazioni	**2,65**	**2,69**	**3,46**	**(0,04)**	**(1,5)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,36	4,72	4,77	(0,36)	(7,6)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,46	0,40	0,48	0,06	15,0
Prodotti venduti	**7,47**	**7,81**	**8,71**	**(0,34)**	**(4,4)**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**24,02**	**24,52**	**26,41**	**(0,50)**	**(2,0)**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*3,51*	*3,43*	*5,04*	*0,08*	*2,3*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**33,20**	**33,41**	**35,24**	**(0,21)**	**(0,6)**
Vendite di greggi	**0,86**	**0,20**	**0,27**	**0,66**	..
TOTALE VENDITE	**34,06**	**33,61**	**35,51**	**0,45**	**1,3**

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (33,20 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,21 milioni di tonnellate rispetto al 2016, con una diminuzione pari allo 0,6%, per effetto principalmente delle minori vendite extrarete in Italia e della cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel corso del secondo semestre 2016.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Rete	6,01	5,93	5,96	0,08	1,3
Extrarete	7,64	8,16	7,84	(0,52)	(6,4)
Petrolchimica	0,86	1,02	1,17	(0,16)	(15,7)
Altre vendite	11,22	10,49	11,56	0,73	7,0
Vendite in Italia	**25,73**	**25,60**	**26,53**	**0,13**	**0,5**
Rete Resto d'Europa	2,53	2,66	2,93	(0,13)	(4,9)
Extrarete Resto d'Europa	3,03	3,18	3,83	(0,15)	(4,7)
Extrarete mercati extra europei	0,45	0,43	0,43	0,02	4,7
Altre vendite	1,46	1,54	1,52	(0,08)	(5,2)
Vendite all'estero	**7,47**	**7,81**	**8,71**	**(0,34)**	**(4,4)**
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**33,20**	**33,41**	**35,24**	**(0,21)**	**(0,6)**

Vendite rete Italia

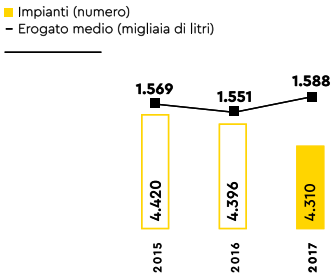
Le vendite sulla rete in Italia (6,01 milioni di tonnellate) sono in lieve crescita rispetto al 2016 (circa 80 mila tonnellate, +1,3%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.588 mila litri) ha registrato un aumento di circa 40 mila litri rispetto al 2016. La quota di mercato media del 2017 è del 25% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2016 (24,3%).

Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.310 stazioni di servizio con una riduzione di 86 unità rispetto al 31 dicembre 2016 (4.396 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (25 unità) e dal saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (56 unità) e concessioni autostradali (5 unità).

Vendite per prodotto/canale

(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Italia	**13,65**	**14,09**	**13,80**	**(0,44)**	**(3,1)**
Vendite rete	**6,01**	**5,93**	**5,96**	**0,08**	**1,3**
Benzina	1,51	1,53	1,60	(0,02)	(1,3)
Gasolio	4,08	3,99	3,96	0,09	2,3
GPL	0,38	0,36	0,36	0,02	5,6
Altri prodotti	0,04	0,04	0,04		
Vendite extrarete	**7,64**	**8,16**	**7,84**	**(0,52)**	**(6,4)**
Gasolio	3,36	3,70	3,69	(0,34)	(9,2)
Oli combustibili	0,08	0,14	0,12	(0,06)	(42,9)
GPL	0,21	0,22	0,22	(0,01)	(4,5)
Benzina	0,44	0,49	0,38	(0,05)	(10,2)
Lubrificanti	0,08	0,08	0,07		
Bunker	0,85	1,01	1,07	(0,16)	(15,8)
Jet fuel	1,96	1,82	1,60	0,14	7,7
Altri prodotti	0,66	0,70	0,69	(0,04)	(5,7)
Estero (rete + extrarete)	**6,01**	**6,27**	**7,19**	**(0,26)**	**(4,1)**
Benzina	1,21	1,27	1,51	(0,06)	(4,7)
Gasolio	3,29	3,44	3,98	(0,15)	(4,4)
Jet fuel	0,50	0,62	0,65	(0,12)	(19,4)
Oli combustibili	0,13	0,13	0,17		
Lubrificanti	0,10	0,10	0,10		
GPL	0,51	0,49	0,51	0,02	4,1
Altri prodotti	0,27	0,22	0,27	0,05	22,7
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE	**19,66**	**20,36**	**20,99**	**(0,70)**	**(3,4)**

STAZIONI DI SERVIZIO IN ITALIA ED EROGATO MEDIO



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,53 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione del 4,9% rispetto al periodo di confronto. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel corso del secondo semestre 2016. A parità di perimetro, escludendo l'effetto delle citate cessioni, le vendite aumentano dell'1,1% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Austria e Germania.

Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.234 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente in Germania.
L'erogato medio (2.440 mila litri) è aumentato di 100 mila litri rispetto al 2016 (2.340 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 7,64 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione di circa 0,52 milioni di tonnellate, pari al 6,4%, rispetto al 2016 per effetto dei minori volumi commercializzati di gasoli, bunker e oli combustibili compensati dalle maggiori vendite di jet fuel e bitumi.
Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,03 milioni di tonnellate, sono diminuite del 4,7% rispetto al 2016 per effetto dei minori volumi venduti in Austria e Francia oltre le citate dismissioni nell'Europa dell'Est, compensate dai maggiori volumi in Svizzera e Germania. Le vendite al settore Petrolchimica (0,86 milioni di tonnellate) sono in riduzione del 15,7%.
Le altre vendite in Italia e all'estero (12,68 milioni di tonnellate) sono in diminuzione di circa 0,65 milioni di tonnellate, pari al 5,4%, per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

STRATEGIA

La priorità nel business della Chimica sarà il consolidamento dei risultati economico-finanziari con un utile operativo adjusted in crescita e pari a €0,4 miliardi nel 2021 e free cash flow cumulato di circa €0,3 miliardi nell'arco di piano. Tali obiettivi saranno raggiunti attraverso:

- consolidamento del footprint produttivo attraverso l'aumento dell'integrazione, l'efficienza, il migliore utilizzo degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi impianti;
- upgrade del portafoglio mediante l'incremento dei prodotti differenziati, lo sviluppo di nuovi prodotti da attività R&S nonchè l'acquisizione di nuove tecnologie;
- sviluppo internazionale rafforzando la propria presenza in Asia e aumentando la presenza commerciale nelle Americhe e in Estremo Oriente;
- consolidamento delle iniziative "green" in coerenza con la strategia di decarbonizzazione, facendo ricorso a materie prime di origine naturale e sviluppando tecnologie "bio".

OBIETTIVI

Upgrade del portafoglio verso prodotti differenziati	
Utile operativo adjusted	€0,4 mld nel 2021
Free cash flow cumulato	~ €0,3 mld nel quadriennio

Disponibilità e vendite di prodotti

(migliaia di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Intermedi	3.458	3.417	3.334	41	1,2
Polimeri	2.360	2.229	2.366	131	5,9
Produzioni	**5.818**	**5.646**	**5.700**	**172**	**3,0**
Consumi e perdite	(2.584)	(2.166)	(1.908)	(418)	19,3
Acquisti e variazioni rimanenze	478	279	9	199	71,3
TOTALE DISPONIBILITÀ	**3.712**	**3.759**	**3.801**	**(47)**	**(1,3)**
Intermedi	1.820	1.970	1.883	(150)	(7,6)
Polimeri	1.892	1.789	1.918	103	5,8
TOTALE VENDITE	**3.712**	**3.759**	**3.801**	**(47)**	**(1,3)**

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 3.712 mila tonnellate sono in leggera riduzione rispetto al 2016 (-47 mila tonnellate; -1,3%). Le flessioni più significative si sono registrate nelle olefine (-7,1%) e nei derivati (-14,1%), parzialmente compensate dalle maggiori vendite del polietilene (+10,8%).
I prezzi medi unitari sono incrementati del 16% rispetto al 2016, nel business intermedi (+27%), principalmente il butadiene in aumento dell'88,3% e nel business dei polimeri (+13%) che riflette il prezzo degli stirenici (+14,8%) e degli elastomeri (+24,1%).
Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 5.818 mila tonnellate sono aumentate di 172 mila tonnellate (+3%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business del polietilene (+14,6%) e degli elastomeri (+5,9%); le produzioni di intermedi sono in leggero aumento (+1,2%).
I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Ragusa (+90%) per il recupero della capacità produttiva a seguito di un disservizio dello stabilimento avvenuto nel 2016, nei siti di Ravenna e Dunkerque (olefine) e di Ferrara e Mantova (polimeri stirenici) per minori fermate produttive. In calo la produzione presso i siti di Marghera, Mantova (derivati) e Dunastyr per le fermate programmate.
La capacità produttiva nominale è in linea con il 2016. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 72,8% superiore al 2016 (71,4%).

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.988 milioni) sono aumentati del 17,8% (+€300 milioni rispetto al 2016) per effetto dell'incremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit. Le vendite sono diminuite del 7,6%, in particolare l'etilene (-16%) e i derivati (-14,1%) per fermata programmata degli impianti di Mantova.
I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 27,1%, in particolare nelle olefine (+25,8%), aromatici (+29,2%) e derivati (+26,7%).
Le produzioni di intermedi (3.458 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'1,2% rispetto al 2016. Si registrano incrementi nelle olefine (+4,3%) e riduzioni nei derivati (-11,2%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.730 milioni) sono aumentati del 14,7% (+€350 milioni rispetto al 2016) grazie ai maggiori volumi di vendita (+6%) nonché all'aumento dei prezzi medi unitari (+13%).
Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei prezzi delle materie prime (stirene) con un incremento dei prezzi medi di vendita (+14,8%); in leggero calo i volumi venduti (-2%).
In aumento i volumi di vendita del polietilene (+8,3%), mentre si rileva una diminuzione dei prezzi medi (-2,2%).
L'incremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alle maggiori vendite di gomme commodities (BR +15,8%), di gomme speciali EPDM (+23,2%) e lattici (+0,8%); in calo i volumi di gomme termoplastiche (-14,5%) e SBR (-8,7%).
La riduzione dei volumi venduti degli stirenici (-2%) è attribuibile principalmente alle minori vendite di stirene (-18,4%) e di polistirolo compatto (-1,4%) solo in parte compensati dalle maggiori vendite di ABS/SAN (+3,2%) e di polistirolo espandibile (+3,4%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (+10,8%) con maggiori vendite di EVA (+17,7%), LDPE (+31,6%) e di HDPE (+7,8%).
Le produzioni di polimeri (2.360 migliaia di tonnellate) sono aumentate del 5,9% rispetto al 2016, in particolare, per le maggiori produzioni di polietilene (+14,6%). In crescita le produzioni nel business elastomeri (+5,9%), in particolare le gomme BR (+12,4%) e EPDM (+25,1%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di polistirolo espandibile (+6%) e di ABS/SAN (+17,9%) mentre è in calo la produzione di stirene (-5,9%) a causa della fermata programmata dell'impianto di Mantova.

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €729 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€395 milioni), finalizzati essenzialmente ai lavori di ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€131 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e Resto d'Europa; (iii) interventi di potenziamento (€84 milioni), manutenzione (€42 milioni), mantenimento (€42 milioni), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente (€35 milioni) nell'ambito della Chimica (€203 milioni).

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Refining	395	298	282	97	32,6
Marketing	131	123	126	8	6,5
	526	**421**	**408**	**105**	**24,9**
Chimica	203	243	220	(40)	(16,5)
TOTALE	**729**	**664**	**628**	**65**	**9,8**

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	66.919	55.762	72.286	11.157	20,0
Altri ricavi e proventi	4.058	931	1.252	3.127	..
Costi operativi	(55.412)	(47.118)	(59.967)	(8.294)	(17,6)
Altri proventi e oneri operativi	(32)	16	(485)	(48)	..
Ammortamenti	(7.483)	(7.559)	(8.940)	76	1,0
Riprese di valore (svalutazioni) nette	225	475	(6.534)	(250)	(52,6)
Radiazioni	(263)	(350)	(688)	87	24,9
Utile (perdita) operativo	**8.012**	**2.157**	**(3.076)**	**5.855**	**271,4**
Proventi (oneri) finanziari	(1.236)	(885)	(1.306)	(351)	(39,7)
Proventi netti su partecipazioni	68	(380)	105	448	..
Utile (perdita) prima delle imposte	**6.844**	**892**	**(4.277)**	**5.952**	**..**
Imposte sul reddito	(3.467)	(1.936)	(3.122)	(1.531)	(79,1)
Tax rate (%)	*50,7*	*217,0*	..	..	
Utile (perdita) netto - continuing operations	**3.377**	**(1.044)**	**(7.399)**	**4.421**	**..**
Utile (perdita) netto - discontinued operations		**(413)**	**(1.974)**	**413**	**..**
Utile (perdita) netto	**3.377**	**(1.457)**	**(9.373)**	**4.834**	**..**
di competenza:					
Eni:	**3.374**	**(1.464)**	**(8.778)**	**4.838**	**..**
- continuing operations	**3.374**	**(1.051)**	**(7.952)**	**4.425**	**..**
- discontinued operations		(413)	(826)	413	..
Interessenze di terzi:	**3**	**7**	**(595)**	**(4)**	**(57,1)**
- continuing operations	**3**	**7**	**553**	**(4)**	**(57,1)**
- discontinued operations			(1.148)		

Nel 2017 Eni ha conseguito un forte recupero di redditività e un sensibile miglioramento nella generazione di cassa e negli indici patrimoniali grazie all'efficace implementazione della strategia di trasformazione dell'azienda basata sulla crescita profittevole nell'upstream, il completamento del "turnaround" del business mid-downstream e le azioni di efficienza che hanno permesso all'Azienda di cogliere appieno il beneficio della ripresa dello scenario commodity. L'upstream ha registrato nel 2017 il livello produttivo medio annuo più elevato della storia di Eni a circa 1,82 milioni di boe/giorno e un utile operativo adjusted raddoppiato facendo leva sulla riduzione del time-to-market delle riserve, i continui successi esplorativi, il controllo degli opex e la selezione degli investimenti di sviluppo diminuiti del 40% rispetto alla baseline 2014. Il settore G&P ha traguardato con un anno di anticipo l'obiettivo di risultato positivo strutturale grazie alle rinegoziazioni dei contratti long-term, alla riduzione dei costi di logisitica e alle buone performance dei business a valore aggiunto (GNL, trading di commodity e retail). I business R&M e Chimica chiudono l'anno con un utile operativo adjusted record di €991 milioni, che riflette il complessivo processo di ristrutturazione messo in atto con l'ottimizzazione dell'assetto impiantistico, l'efficienza nei costi e lo spostamento del mix produttivo su segmenti a maggiore valore aggiunto (specialties, produzioni verdi), conseguendo la riduzione del margine di break-even delle raffinerie al di sotto dei 4 $/barile e il miglioramento della redditività media dei prodotti chimici. Sulla base di questi driver il fatturato di Gruppo è aumentato del 20%, l'utile operativo reported a €8.012 milioni è quasi quadruplicato e l'utile netto consolidato di competenza degli azionisti Eni è stato di €3.374 milioni rispetto alla perdita netta consolidata del 2016 di €1.464 milioni (il risultato 2016 comprende la perdita delle discontinued operations di €413 milioni dovuta alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo il 22 gennaio 2016). Il risultato ha beneficiato della normalizzazione del tax rate dal 217% al 51% dovuta alla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e di ridurre l'incidenza dei costi non deducibili, nonché di proventi straordinari netti di €1.116 milioni (€839 milioni dopo le imposte) riferiti principalmente alle plusvalenze connesse all'implementazione del Dual Exploration Model con il closing delle cessioni del 40% del progetto Zohr e dell'interest del 25% nel permesso esplorativo in sviluppo dell'Area 4 in Mozambico rilevando plusvalenze nette di €2.739 milioni (€3.266 milioni al lordo del relativo effetto fiscale), assorbite per circa due terzi da oneri straordinari netti.

Escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported i citati proventi/oneri straordinari ("special items") e il profit on stock (€219 milioni e €156 milioni, rispettivamente prima e dopo le imposte), si ottengono i seguenti risultati adjusted: utile operativo adjusted di €5.803 milioni (+151% rispetto al 2016), utile netto adjusted di competenza azionisti Eni di €2.379 milioni rispetto alla perdita di €340 milioni nel 2016.

La generazione di cassa si ridetermina in circa €10 miliardi (+25% rispetto al 2016) determinando un surplus di €2,4 miliardi rispetto agli investimenti di €7,6 miliardi, esposti al netto delle quote di capex relative agli interest di minoranza ceduti a terzi nei progetti Zohr e Area 4 in Mozambico sostenuti da Eni fino al perfezionamento delle relative transazioni ed oggetto di rimborso con il corrispettivo della cessione. Tale surplus ha coperto circa l'80% del dividendo di €2.881 milioni allo scenario consuntivo di 54 $/barile; pertanto sulla base della sensitivity di Gruppo al prezzo del petrolio (v. pag. 75) la cash neutrality per la copertura organica degli investimenti e del dividendo si determina in 57 $/barile.

Al 31 dicembre 2017, l'indebitamento finanziario netto è pari a €10.916 milioni con una riduzione del 26% rispetto a fine 2016. Il gearing è pari a 0,18, livello competitivo tra le major europee, e il leverage scende a 0,23 rispetto a 0,28 di fine 2016.

Risultati adjusted e composizione degli special items[1]

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**8.012**	**2.157**	**(3.076)**	**5.855**	**271,4**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(219)	(175)	1.136		
Esclusione special item	(1.990)	333	6.426		
Utile (perdita) operativo adjusted[a]	**5.803**	**2.315**	**4.486**	**3.488**	**150,7**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	**3.374**	**(1.051)**	**(7.952)**	**4.425**	**..**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(156)	(120)	782		
Esclusione special item	(839)	831	7.973		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni[a]	**2.379**	**(340)**	**803**	**2.719**	**..**
Tax rate (%)	*56,8*	*120,6*	*82,4*		

(a) I dati del 2015 sono elaborati su base standalone cioè escludendo del tutto e non limitatamente ai terzi, il contributo Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

Gli **special item** sono rappresentati da proventi netti di €839 milioni, relativi principalmente a:

(i) plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni);

(ii) riprese di valore di asset oil&gas al netto di svalutazioni (effetto complessivo positivo €154 milioni) che hanno come driver revisioni positive delle riserve, l'aggiornamento delle proiezioni di opex/capex e gli effetti della riforma fiscale USA;

(iii) riprese di valore nette dell'attivo fisso del settore G&P pari a €146 milioni riferite principalmente all'allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali è stata definita la dismissione nel 2018 al netto di svalutazioni delle centrali power per effetto scenario e di un'infrastruttura di trasporto per rischio paese;

(iv) svalutazioni di partecipazioni valutate all'equity (€537 milioni) relative a joint venture prevalentemente in E&P e G&P nonchè la componente di perdita straordinaria della Saipem;

(v) accantonamenti a fondo rischi di €448 milioni riferiti principalmente a contenziosi commerciali e contrattuali nel settore E&P;

(vi) svalutazioni di crediti per il recupero di costi d'investimento e d'altra natura prevalentemente nel settore E&P (€393 milioni);

(vii) la rettifica dell'accantonamento a fondo svalutazione crediti commerciali del business di vendita retail, facente parte del reportable segment G&P, per rideterminare l'onere secondo il modello dell'expected loss adottato nel reporting statutory di Gruppo dal 2018 in luogo di quello determinato secondo il criterio corrente della perdita sostenuta (€223 milioni);

(viii) oneri ambientali (€208 milioni) rilevati in particolare nei settori R&M e Chimica ed E&P;

(ix) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (€146 milioni);

(x) differenze e derivati su cambi riclassificati dagli oneri/proventi finanziari all'utile operativo (onere di €248 milioni) di cui €171 milioni riferiti al settore G&P relativi ai 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 cambio di traduzione;

(xi) svalutazioni di investimenti di periodo nel business R&M relative a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period, prive di prospettive di redditività (€130 milioni), in parte compensate dalla ripresa di valore della CGU unica che comprende il business della chimica in funzione delle migliorate prospettive di redditività (€76 milioni);

(xii) l'effetto fiscale degli special item illustrati, la svalutazione delle attività per imposte anticipate delle consociate USA per effetto della riforma fiscale (€115 milioni), compensate dalla rilevazione di imposte differite attive del business della chimica in funzione della proiezione di maggiori redditi imponibili futuri.

(1) Il significato delle misure di risultato Non-GAAP e la riconduzione delle misure GAAP più direttamente confrontabili è illustrato a pag. 76.

Dettaglio degli special item

(€ milioni)	2017	2016	2015
Special item dell'utile (perdita) operativo	**(1.990)**	**333**	**8.251**
- oneri ambientali	*208*	*193*	*225*
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*(221)*	*(459)*	*7.124*
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		*7*	*169*
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(3.283)*	*(10)*	*(406)*
- accantonamenti a fondo rischi	*448*	*151*	*211*
- oneri per incentivazione all'esodo	*49*	*47*	*42*
- derivati su commodity	*146*	*(427)*	*164*
- differenze e derivati su cambi	*(248)*	*(19)*	*(63)*
- altro	*911*	*850*	*785*
Oneri (proventi) finanziari	**502**	**166**	**292**
di cui:			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	*248*	*19*	*63*
Oneri (proventi) su partecipazioni	**372**	**817**	**488**
di cui:			
- plusvalenze da cessione	*(163)*	*(57)*	*(33)*
- svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni	*537*	*896*	*506*
Imposte sul reddito	**277**	**(72)**	**(7)**
di cui:			
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		*170*	*880*
- svalutazioni nette imposte differite estero upstream		*6*	*860*
- riforma fiscale Stati Uniti	*115*		
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro	*162*	*(248)*	*(1.747)*
Totale special item dell'utile (perdita) netto	**(839)**	**1.244**	**9.024**
di competenza:			
- interessenze di terzi			353
- azionisti Eni	**(839)**	**1.244**	**8.671**

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

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	2.724	508	991	2.216	..
Gas & Power	52	(330)	(168)	382	..
Refining & Marketing e Chimica	663	419	512	244	58,2
Corporate e altre attività	(1.041)	(991)	(663)	(50)	(5,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato[a]	(16)	61	1.250	(77)	..
Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations	**2.382**	**(333)**	**1.922**	**2.715**	**..**
di competenza:					
- interessenze di terzi	3	7	605	(4)	(57,1)
- azionisti Eni	**2.379**	**(340)**	**1.317**	**2.719**	**..**
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations			(514)		..
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	**2.379**	**(340)**	**803**	**2.719**	**..**

(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.

Nel 2017 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla ripresa del prezzo di riferimento del Brent in particolare nella parte finale dell'anno, sostenuto dal migliore bilanciamento dei fondamentali con la domanda in crescita trainata dalla ripresa economica e l'eccesso d'offerta mitigato dai tagli produttivi dell'OPEC e di altri Paesi. In media annua il prezzo di riferimento del Brent segna un recupero del 24% rispetto al periodo di confronto. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'indebolimento del dollaro rispetto all'euro, dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al Brent, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked.

Il margine benchmark dell'attività di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha incrementato il suo valore (+19%) attestandosi al 5 $/bl, rispetto all'obiettivo Eni di margine di break-even traguardato nel 2017 al di sotto dei 4 $/bl. L'incremento del margine di scenario si colloca in un quadro di tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla ripresa della carica petrolifera; tale trend si è indebolito nella parte finale dell'anno a fronte del rialzo repentino delle quotazioni del greggio.

Il cambio euro/dollaro pari a 1,130 fa registrare un apprezzamento (+2,1%) rispetto al cambio medio registrato nel 2016.

	2017	2016	2015	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated[a]	54,27	43,69	52,46	24,2
Cambio medio EUR/USD[b]	1,130	1,107	1,110	2,1
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	48,03	39,47	47,26	21,7
Standard Eni Refining Margin (SERM)[c]	5,0	4,2	8,3	19,0
PSV[d]	211	168	234	25,6
TTF[d]	183	148	210	23,6
Euribor - euro a tre mesi (%)	(0,33)	(0,26)	(0,02)	(26,9)
Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,26	0,74	0,32	70,3

(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 euro per migliaia di metri cubi.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	19.525	16.089	21.436	3.436	21,4
Gas & Power	50.623	40.961	52.096	9.662	23,6
Refining & Marketing e Chimica	22.107	18.733	22.639	3.374	18,0
- Refining & Marketing	*17.688*	*14.932*	*18.458*	*2.756*	*18,5*
- Chimica	*4.851*	*4.196*	*4.717*	*655*	*15,6*
- Elisioni	*(432)*	*(395)*	*(536)*		
Corporate e altre attività	1.462	1.343	1.468	119	8,9
Elisioni di consolidamento	(26.798)	(21.364)	(25.353)	(5.434)	
Ricavi della gestione caratteristica	**66.919**	**55.762**	**72.286**	**11.157**	**20,0**
Altri ricavi e proventi	**4.058**	**931**	**1.252**	**3.127**	**..**
Totale ricavi	**70.977**	**56.693**	**73.538**	**14.284**	**25,2**

Ricavi della gestione caratteristica

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2017 (€66.919 milioni) sono aumentati di €11.157 milioni rispetto al 2016 (+20%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€19.525 milioni) sono aumentati di €3.436 milioni (+21,4%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+27,8% e +12,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e della ripresa dei mercati di riferimento. La minore dinamica dei prezzi del gas è influenzata dai lag temporali delle formule oil-linked.

I ricavi del settore Gas & Power (€50.623 milioni) sono aumentati di €9.662 milioni (+23,6%) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi e dei volumi commercializzati.

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€22.107 milioni) sono aumentati di €3.374 milioni (+18%) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 19% e 24%. In aumento del 16% i prezzi medi unitari di vendita della chimica trainati dalla ripresa dei monomeri (+27% intermedi e +13% polimeri).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi con un saldo positivo di €4.058 milioni comprendono le plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscellanei. L'entità di tali proventi riflette la rilevazione delle plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni).

Costi operativi

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	52.461	44.124	56.848	8.337	18,9
di cui: - altri special item	*660*	*360*	*436*		
Costo lavoro	2.951	2.994	3.119	(43)	(1,4)
di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	*49*	*47*	*41*		
	55.412	**47.118**	**59.967**	**8.294**	**17,6**

I **costi operativi** sostenuti nel 2017 (€55.412 milioni) sono aumentati di €8.294 milioni rispetto al 2016, pari al 17,6%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€52.461 milioni) sono aumentati del 18,9% (+€8.337 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €660 milioni (€360 milioni nel 2016) relativi principalmente ad accantonamenti a fondo rischi e oneri ambientali.
Il **costo lavoro** (€2.951 milioni) è diminuito di €43 milioni rispetto al 2016 (-1,4%) principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e alla sterlina inglese.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.747	6.772	8.080	(25)	(0,4)
Gas & Power	345	354	363	(9)	(2,5)
Refining & Marketing e Chimica	360	389	454	(29)	(7,5)
Corporate e altre attività	60	72	71	(12)	(16,7)
Effetto eliminazione utili interni	(29)	(28)	(28)		
Totale ammortamenti	**7.483**	**7.559**	**8.940**	**(76)**	**(1,0)**
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(225)	(475)	6.534	250	52,6
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	**7.258**	**7.084**	**15.474**	**174**	**2,5**
Radiazioni	263	350	688	(87)	(24,9)
	7.521	**7.434**	**16.162**	**87**	**1,2**

Gli **ammortamenti** (€7.483 milioni) evidenziano un leggero calo (-€76 milioni, -1,0% rispetto al 2016) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della riduzione degli investimenti di sviluppo e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati degli avvii e ramp-up di nuovi progetti, e nel business Refining & Marketing per il write-off, iscritto nel bilancio 2016, delle unità danneggiate dell'impianto EST in seguito all'evento occorso a dicembre 2016.

Le **riprese di valore nette** (€225 milioni) sono così articolate:

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Svalutazione asset materiali/immateriali	862	1.067	6.376	(205)
Svalutazione goodwill			161	
Riprese di valore	(1.087)	(1.542)	(3)	455
Svalutazioni (riprese di valore) nette	**(225)**	**(475)**	**6.534**	**250**
Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	4	16		(12)
Totale	**(221)**	**(459)**	**6.534**	**238**

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production	(158)	(700)	5.212	542
Gas & Power	(146)	81	152	(227)
Refining & Marketing e Chimica	54	104	1.150	(50)
Corporate e altre attività	25	40	20	(15)
Svalutazioni (riprese di valore) nette	**(225)**	**(475)**	**6.534**	**250**

Le **radiazioni** (€263 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuti al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse da giustificarne lo sviluppo principalmente in Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.

Utile operativo

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

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.651	2.567	(959)	5.084	..
Gas & Power	75	(391)	(1.258)	466	..
Refining & Marketing e Chimica	981	723	(1.567)	258	35,7
Corporate e altre attività	(668)	(681)	(497)	13	1,9
Effetto eliminazione utili interni	(27)	(61)	1.205	34	
Utile (perdita) operativo	**8.012**	**2.157**	**(3.076)**	**5.855**	**271,4**

Utile operativo adjusted

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

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo - continuing operations	**8.012**	**2.157**	**(3.076)**	**5.855**	**271,4**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(219)	(175)	1.136		
Esclusione special item	(1.990)	333	7.648		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	**5.803**	**2.315**	**5.708**	**3.488**	**150,7**
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	5.173	2.494	4.182	2.679	..
Gas & Power	214	(390)	(126)	604	..
Refining & Marketing e Chimica	991	583	695	408	70,0
Corporate e altre attività	(542)	(452)	(369)	(90)	(19,9)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(33)	80	1.326	(113)	..
	5.803	**2.315**	**5.708**	**3.488**	**150,7**
Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations			(1.222)		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	**5.803**	**2.315**	**4.486**	**3.488**	**150,7**

L'**utile operativo adjusted** è stato di €5.803 milioni, incrementato del 151% rispetto all'utile operativo adjusted del 2016 (€2.315 milioni) per effetto principalmente della ripresa dello scenario prezzi/margini delle commodity che ha concorso alla migliore performance per €3,1 miliardi, alla crescita dei volumi e alle azioni di efficienza e ottimizzazione che hanno contribuito per €0,6 miliardi. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dai tagli OPEC e da effetti non ricorrenti per €0,2 miliardi.
Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	**(834)**	**(726)**	**(814)**	**(108)**
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(751)	(757)	(838)	6
- Interessi attivi verso banche	12	15	19	(3)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3	(90)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	16	37	2	(21)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	**837**	**(482)**	**160**	**1.319**
- Strumenti finanziari derivati su valute	809	(494)	96	1.303
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	28	(12)	31	40
- Opzioni		24	33	(24)
Differenze di cambio	**(905)**	**676**	**(354)**	**(1.581)**
Altri proventi (oneri) finanziari	**(407)**	**(459)**	**(464)**	**52**
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	143	120	(15)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(264)	(312)	(291)	48
- Altri proventi (oneri) finanziari	(271)	(290)	(293)	19
	(1.309)	**(991)**	**(1.472)**	**(318)**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	**73**	**106**	**166**	**(33)**
	(1.236)	**(885)**	**(1.306)**	**(351)**

Gli **oneri finanziari netti** di €1.236 milioni registrano un peggioramento di €351 milioni rispetto al 2016. I principali driver sono stati: (i) la variazione negativa delle differenze cambio al netto del fair value positivo dei derivati su cambi (€278 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, tale fenomeno riflette la repentina svalutazione del dollaro USA a fine esercizio; (ii) il risultato negativo della gestione dei titoli held for trading per effetto cambio (€111 milioni), al quale corrisponde una variazione di segno inverso dei derivati su cambi per i quali si è ritenuto di non attivare la relazione di fair value hedge.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2017 è illustrata nella tabella seguente:

2017 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)	(101)	**(267)**
Dividendi	179		25	1	**205**
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		163			**163**
Altri proventi (oneri) netti	(2)	(35)	(3)	7	**(33)**
	78	**118**	**(35)**	**(93)**	**68**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €68 milioni e riguardano:

(i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€205 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€167 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€21 milioni);

(ii) le plusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€163 milioni) relative al disinvestimento dell'attività retail in Belgio del settore Gas & Power.

Tali proventi sono stati in parte compensati da:

(i) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto che hanno riportato una perdita netta complessiva di €267 milioni in relazione principalmente al settore E&P. Inoltre sulla partecipazione del 31% in Saipem valutata all'equity è stato registrato nel segmento Corporate e altre attività un onere da valutazione di €101 milioni che riflette la quota di competenza del risultato dell'esercizio penalizzato dagli esiti dell'impairment test e da alcune poste straordinarie rilevate dalla partecipata;

(ii) gli altri oneri netti di €33 milioni, che comprendono la minusvalenza da impairment test della partecipazione Unión Fenosa Gas SA (€35 milioni) relativa al settore G&P.

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

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(267)	(326)	(471)	59
Dividendi	205	143	402	62
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	163	(14)	164	177
Altri proventi (oneri) netti	(33)	(183)	10	150
	68	**(380)**	**105**	**448**

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono incrementate del 79% a €3.467 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€5.952 milioni rispetto al 2016). Il tax rate si normalizza al 51% rispetto al 217% del 2016 influenzato dalla concentrazione degli imponibili nei PSA, caratterizzati da tax rate elevati e dalla ridotta capacità d'iscrizione di imposte differite attive.

Il sensibile ridimensionamento del tax rate sul risultato adjusted (dal 121% al 57%) è stato influenzato anche dalla rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana e dalla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili.

Risultati per settore di attività[2]

Exploration & Production

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**7.651**	**2.567**	**(959)**	**5.084**	**198,1**
Esclusione special item:	(2.478)	(73)	5.141		
- oneri ambientali	*46*				
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*(154)*	*(684)*	*5.212*		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti		*7*	*169*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(3.269)*	*(2)*	*(403)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*19*	*24*	*15*		
- accantonamenti a fondo rischi	*366*	*105*			
- derivati su commodity		*19*	*12*		
- differenze e derivati su cambi	*(68)*	*(3)*	*(59)*		
- altro	*582*	*461*	*195*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**5.173**	**2.494**	**4.182**	**2.679**	**107,4**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(50)	(55)	(272)	5	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	408	68	254	340	
Imposte sul reddito[a]	(2.807)	(1.999)	(3.173)	(808)	
Tax rate (%)	*50,8*	*79,7*	*76,2*	*(28,9)*	
Utile (perdita) netto adjusted	**2.724**	**508**	**991**	**2.216**	**436,2**
I risultati includono:					
costi di ricerca esplorativa:	525	374	871	151	40,4
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	*273*	*204*	*254*	*69*	*33,8*
- radiazione di pozzi di insucesso[b]	*252*	*170*	*617*	*82*	*48,2*
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio[c] ($/barile)	50,06	39,18	46,30	10,88	27,8
Gas naturale ($/migliaia di metri cubi)	130,31	115,51	160,78	14,80	12,8
Idrocarburi ($/boe)	35,06	29,14	36,47	5,92	20,3

(a) Escludono gli special item.
(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(c) Include condensati.

Nel 2017, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €5.173 milioni con un incremento di €2.679 milioni rispetto al 2016 per effetto principalmente della ripresa dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent) nonché della crescita delle produzioni. Tali effetti sono stati in parte compensati da maggiori write-off di pozzi esplorativi ed altri costi, nonchè dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al Brent, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica negativa per **special item** di €2.478 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €2.724 milioni registra un incremento di oltre il 400% pari a €2.216 milioni, dovuto principalmente all'incremento della performance operativa. Il sensibile ridimensionamento del tax rate dell'esercizio (dall'80% al 51%) è stato determinato dalla migliorata redditività che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e che ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili. Alla riduzione del tax rate hanno inoltre contribuito la rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana.

Nel 2017 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 30%.

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

Gas & Power

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**75**	**(391)**	**(1.258)**	**466**	**119,2**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	132		
Esclusione special item:	139	(89)	1.000		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*(146)*	*81*	*152*		
- oneri ambientali		*1*			
- accantonamento a fondo rischi		*17*	*226*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*38*	*4*	*6*		
- derivati su commodity	*157*	*(443)*	*90*		
- differenze e derivati su cambi	*(171)*	*(19)*	*(9)*		
- altro	*261*	*270*	*535*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**214**	**(390)**	**(126)**	**604**	**154,9**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	10	6	11	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(9)	(20)	(2)	11	
Imposte sul reddito[a]	(163)	74	(51)	(237)	
Tax rate (%)	*75,8*	..	..	..	
Utile (perdita) netto adjusted	**52**	**(330)**	**(168)**	**382**	**115,8**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2017 il settore Gas & Power ha conseguito il migliore risultato degli ultimi sette anni con l'**utile operativo adjusted** di €214 milioni ed un miglioramento di €604 milioni rispetto al 2016. La rinegoziazione dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, i minori costi di logistica, nonché le buone performance del trading e dei business GNL e Power hanno consentito di traguardare con un anno di anticipo l'obiettivo di un risultato strutturale positivo.

Dall'anno 2017, il profit/loss on stock rimane incluso nella performance in quanto precedenti modifiche regolatorie ai criteri per l'accesso alle capacità di stoccaggio hanno consentito di avviare una gestione attiva del magazzino gas.
L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €139 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €52 milioni, rispetto alla perdita di €330 milioni del 2016, in miglioramento di €382 milioni a seguito dell'incremento della performance operativa.
Il tax rate adjusted dell'anno si attesta al 75,8% per effetto dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**981**	**723**	**(1.567)**	**258**	**35,7**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(213)	(406)	877		
Esclusione special item:	223	266	1.385		
- oneri ambientali	*136*	*104*	*137*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*54*	*104*	*1.150*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(13)*	*(8)*	*(8)*		
- accantonamenti a fondo rischi		*28*	*(5)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*(6)*	*12*	*8*		
- derivati su commodity	*(11)*	*(3)*	*68*		
- differenze e derivati su cambi	*(9)*	*3*	*5*		
- altro	*72*	*26*	*30*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**991**	**583**	**695**	**408**	**70,0**
- Refining & Marketing	*531*	*278*	*387*	*253*	*91,0*
- Chimica	*460*	*305*	*308*	*155*	*50,8*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	5	1	(2)	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	19	32	69	(13)	
Imposte sul reddito[a]	(352)	(197)	(250)	(155)	
Tax rate (%)	*34,7*	*32,0*	*32,8*	*2,7*	
Utile (perdita) netto adjusted	**663**	**419**	**512**	**244**	**58,2**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €991 milioni che rappresenta un miglioramento di €408 milioni rispetto al 2016.

Il business Refining & Marketing ha registrato il risultato migliore degli ultimi 8 anni con l'utile operativo adjusted di €531 milioni e un miglioramento di €253 milioni. I benefici delle azioni di riasset-

to del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni hanno permesso di ridurre il margine break-even 2017 al di sotto dei 4 $/barile, consentendo di catturare appieno l'upside dello scenario nei primi nove mesi dell'anno, nonostante la ridotta disponibilità della raffineria di Sannazzaro. Tali risultati sono stati inoltre rafforzati dai proventi derivanti dall'accordo di licensing della tecnologia di conversione EST a Sinopec e dalla performance positiva del business commerciale a seguito delle politiche di marketing che hanno favorito i segmenti premium.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €460 milioni con un incremento di €155 milioni, conseguendo la miglior performance della storia recente della chimica Eni. Tale risultato evidenzia i progressi del turnaround che attraverso le ristrutturazioni, l'ottimizzazione della base impiantistica dei siti core, il ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore ha consentito di catturare il positivo andamento dello scenario e di realizzare recuperi di volume.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €223 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €663 milioni aumenta di €244 milioni per effetto dell'incremento della performance operativa.

Corporate e altre attività

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(668)**	**(681)**	**(497)**	**13**	**1,9**
Esclusione special item	126	229	128		
- oneri ambientali	*26*	*88*	*88*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*25*	*40*	*20*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(1)*		*4*		
- accantonamenti a fondo rischi	*82*	*1*	*(10)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*(2)*	*7*	*1*		
- altro	*(4)*	*93*	*25*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(542)**	**(452)**	**(369)**	**(90)**	**(19,9)**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(699)	(721)	(686)	22	3,1
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	22	(6)	285	28	..
Imposte sul reddito[a]	178	188	107	(10)	(5,3)
Utile (perdita) netto adjusted	**(1.041)**	**(991)**	**(663)**	**(50)**	**(5,0)**

(a) Escludono gli special item.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

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 (gearing/ leverage).

Stato patrimoniale riclassificato[a]

(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	63.158	70.793	(7.635)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.283	1.184	99
Attività immateriali	2.925	3.269	(344)
Partecipazioni	3.730	4.316	(586)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.698	1.932	(234)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.379)	(1.765)	386
	71.415	**79.729**	**(8.314)**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.621	4.637	(16)
Crediti commerciali	10.182	11.186	(1.004)
Debiti commerciali	(10.890)	(11.038)	148
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.387)	(3.073)	686
Fondi per rischi e oneri	(13.447)	(13.896)	449
Altre attività (passività) d'esercizio	287	1.171	(884)
	(11.634)	**(11.013)**	**(621)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(1.022)**	**(868)**	**(154)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**236**	**14**	**222**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**58.995**	**67.862**	**(8.867)**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.030	53.037	(5.007)
Interessenze di terzi	49	49	
Patrimonio netto	**48.079**	**53.086**	**(5.007)**
Indebitamento finanziario netto	**10.916**	**14.776**	**(3.860)**
COPERTURE	**58.995**	**67.862**	**(8.867)**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2016 (cambio EUR/USD 1,200 al 31 dicembre 2017, contro 1.054 al 31 dicembre 2016, +13,9%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2017, una riduzione del capitale investito netto di €6.774 milioni, del patrimonio netto di €5.573 milioni e del debito di €1.201 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€71.415 milioni) è diminuito di €8.314 milioni rispetto al 31 dicembre 2016. La voce "Immobili, impianti e macchinari" evidenzia un decremento di €7.635 milioni dovuto agli ammortamenti dell'esercizio (€7.483 milioni) e all'effetto cambio negativo di €7.025 milioni. Tali decrementi sono stati solo in parte compensati degli investimenti dell'esercizio (€8.681 milioni).
Le "Attività immateriali" si riducono di €344 milioni a seguito della derecognition del goodwill della società Eni G&P NV per la cessione definita nel 2017, nonché dell'effetto negativo delle differenze cambio.
La riduzione della voce "Partecipazioni" (€586 milioni) è attribuibile alla svalutazione delle partecipazioni del settore E&P e della Chimica, ai risultati negativi delle società partecipate e alle dismissioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.634 milioni) si riduce di €621 milioni per effetto principalmente: (i) del decremento dei crediti commerciali (-€1.004 milioni) dovuto alla migliore gestione del circolante e al maggiore volume di crediti ceduti in factoring con scadenza successiva alla data di chiusura, rispetto all'esercizio precedente; (ii) della riduzione delle altre attività (passività) di esercizio (-€884 milioni) dovuta principalmente alla svalutazione di crediti in sofferenza del settore E&P.
Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto (+€686 milioni) e dalla riduzione dei fondi per rischi ed oneri (+€449 milioni) essenzialmente per effetto cambio.

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€236 milioni) riguardano: (i) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz DSO (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali alla data di bilancio è in essere un accordo vincolante di cessione con il gruppo MET Holding AG. Il perfezionamento della transazione è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti; (ii) la cessione di attività materiali e partecipazioni nel settore E&P.

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2017	2016
Utile (perdita) netto	**3.377**	**(1.457)**
Componenti non riclassificabili a conto economico	**(4)**	**(19)**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti	*(33)*	*16*
Effetto fiscale	*29*	*(35)*
Componenti riclassificabili a conto economico	**(5.514)**	**1.889**
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*(5.573)*	*1.198*
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	*(5)*	*(4)*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*(6)*	*883*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*69*	*32*
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	*1*	*(220)*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**(5.518)**	**1.870**
Totale utile (perdita) complessivo	**(2.141)**	**413**
di competenza:		
Azionisti Eni	**(2.144)**	**406**
- continuing operations	**(2.144)**	**819**
- discontinued operations		(413)
Interessenze di terzi	**3**	**7**
- continuing operations	**3**	**7**
- discontinued operations		

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2016		**57.409**
Totale utile (perdita) complessivo	413	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)	
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Altre variazioni	21	
Totale variazioni		**(4.323)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2016		**53.086**
di competenza:		
- azionisti Eni		**53.037**
- interessenze di terzi		49
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi azionisti al 1° gennaio 2017		**53.086**
Totale utile (perdita) complessivo	(2.141)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	18	
Totale variazioni		**(5.007)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2017		**48.079**
di competenza:		
- azionisti Eni		**48.030**
- interessenze di terzi		49

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€48.079 milioni) è diminuito di €5.007 milioni per effetto delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€5.573 milioni), nonché della distribuzione di dividendi di €2.881 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2016 e acconto dividendo per l'esercizio 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal risultato positivo di conto economico di €3.377 milioni.