

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO
E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2018 sono state acquistate 22,62 milioni di tonnellate di petrolio (24,28 milioni di tonnellate nel 2017) di cui 4,14 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,01 milioni di tonnellate sul

mercato spot e 8,47 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 36% dal Medio Oriente, 18% dalla Russia, 14% dall'Italia, 13% Asia Centrale, 10% dall'Africa Settentrionale, 3% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 4% da altre aree.

Acquisti

	(milioni di tonnellate)				
	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	4,14	3,51	3,43	0,63	17,9
Altri greggi	18,48	20,77	19,92	(2,29)	(11,0)
Totale acquisti di greggi	22,62	24,28	23,35	(1,66)	(6,8)
Acquisti di semilavorati	0,65	0,96	1,35	(0,31)	(32,3)
Acquisti di prodotti	11,55	10,92	11,20	0,63	5,8
TOTALE ACQUISTI	34,82	36,16	35,90	(1,34)	(3,7)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,34)	(0,37)	(0,01)	(2,9)
Altre variazioni ^(a)	(1,27)	(1,76)	(1,92)	0,49	27,8
TOTALE DISPONIBILITÀ	33,20	34,06	33,61	(0,86)	(2,5)

(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 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate, in riduzione del 3,3% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle minori lavorazioni presso la raffineria di Taranto (compensate da maggiori lavorazioni conto terzi), delle fermate manutentive a Milazzo e dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore. In Italia la diminuzione dei volumi processati (-2,2%) riflette principalmente i fenomeni citati. In aumento del 4,2% rispetto al 2017 i volumi di

green feedstock processati presso la Raffineria di Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,55 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 320 mila tonnellate (-11,1% a causa dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil). Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,78 milioni di tonnellate, in aumento del 4,7% (pari a 0,75 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 91%. Il 18,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2017 (15,2%).

Disponibilità di prodotti petroliferi

	(milioni di tonnellate)				
	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	16,78	16,03	17,37	0,75	4,7
Lavorazioni in conto terzi	(1,03)	(0,34)	(0,27)	(0,69)	..
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,93	5,46	4,51	(0,53)	(9,7)
Lavorazioni in conto proprio	20,68	21,15	21,61	(0,47)	(2,2)
Consumi e perdite	(1,38)	(1,36)	(1,53)	(0,02)	(1,5)
Prodotti disponibili da lavorazioni	19,30	19,79	20,08	(0,49)	(2,5)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,50	6,74	6,28	0,76	11,3
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,54)	(0,46)	(0,39)	(0,08)	(17,4)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,34)	(0,37)	(0,01)	(2,9)
Prodotti venduti	25,91	25,73	25,60	0,18	0,7
Totale lavorazioni Green	0,25	0,24	0,21	0,01	4,2
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	2,55	2,87	2,91	(0,32)	(11,1)
Consumi e perdite	(0,20)	(0,22)	(0,22)	0,02	9,1
Prodotti disponibili da lavorazioni	2,35	2,65	2,69	(0,30)	(11,3)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,12	4,36	4,72	(0,24)	(5,5)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,54	0,46	0,40	0,08	17,4
Prodotti venduti	7,01	7,47	7,81	(0,46)	(6,2)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	23,23	24,02	24,52	(0,79)	(3,3)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	<i>4,14</i>	<i>3,51</i>	<i>3,43</i>	<i>0,63</i>	<i>17,9</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	32,92	33,20	33,41	(0,28)	(0,8)
Vendite di greggi	0,28	0,86	0,20	(0,58)	(67,4)
TOTALE VENDITE	33,20	34,06	33,61	(0,86)	(2,5)

58 ANDAMENTO OPERATIVO | REFINING & MARKETING E CHIMICA

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (32,92 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,28 milioni di tonnellate rispetto al 2017, con una di-

minuzione pari a circa l'1%, per effetto principalmente delle minori vendite rete ed extrarete in Italia e della diminuzione dei volumi venduti nel segmento extrarete nel resto d'Europa.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Rete	5,91	6,01	5,93	(0,10)	(1,7)
Extrarete	7,54	7,64	8,16	(0,10)	(1,3)
Petrolchimica	0,96	0,86	1,02	0,10	11,6
Altre vendite	11,50	11,22	10,49	0,28	2,5
Vendite in Italia	25,91	25,73	25,60	0,18	0,7
Rete Resto d'Europa	2,48	2,53	2,66	(0,05)	(2,0)
Extrarete Resto d'Europa	2,82	3,03	3,18	(0,21)	(6,9)
Extrarete mercati extra europei	0,47	0,45	0,43	0,02	4,4
Altre vendite	1,24	1,46	1,54	(0,22)	(15,1)
Vendite all'estero	7,01	7,47	7,81	(0,46)	(6,2)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	32,92	33,20	33,41	(0,28)	(0,8)

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (100 mila tonnellate, -1,7%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.589 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2017. La quota di mercato media del 2018 è del 24%, in lieve diminuzione rispetto al 2017 (24,3%). Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione in Italia è costituita da

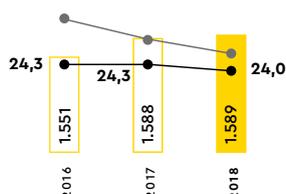
4.223 stazioni di servizio con una riduzione di 87 unità rispetto al 31 dicembre 2017 (4.310 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (74 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (10 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali al netto delle nuove aperture (3 unità).

Vendite per prodotto/canale

(milioni di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Italia	13,45	13,65	14,09	(0,20)	(1,5)
Vendite rete	5,91	6,01	5,93	(0,10)	(1,7)
Benzina	1,46	1,51	1,53	(0,05)	(3,3)
Gasolio	4,03	4,08	3,99	(0,05)	(1,2)
GPL	0,38	0,38	0,36		
Altri prodotti	0,04	0,04	0,04		
Vendite extrarete	7,54	7,64	8,16	(0,10)	(1,3)
Gasolio	3,25	3,36	3,70	(0,11)	(3,3)
Oli combustibili	0,07	0,08	0,14	(0,01)	(12,5)
GPL	0,20	0,21	0,22	(0,01)	(4,8)
Benzina	0,44	0,44	0,49		
Lubrificanti	0,08	0,08	0,08		
Bunker	0,80	0,85	1,01	(0,05)	(5,9)
Jet fuel	1,98	1,96	1,82	0,02	1,0
Altri prodotti	0,72	0,66	0,70	0,06	9,1
Estero (rete + extrarete)	5,77	6,01	6,27	(0,24)	(4,0)
Benzina	1,30	1,21	1,27	0,09	7,4
Gasolio	3,16	3,29	3,44	(0,13)	(4,0)
Jet fuel	0,33	0,50	0,62	(0,17)	(34,0)
Oli combustibili	0,14	0,13	0,13	0,01	7,7
Lubrificanti	0,09	0,10	0,10	(0,01)	(10,0)
GPL	0,50	0,51	0,49	(0,01)	(2,0)
Altri prodotti	0,25	0,27	0,22	(0,02)	(7,4)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE	19,22	19,66	20,36	(0,44)	(2,2)

CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

● Quota mercato rete (%) ● Erogato medio (mgl di litri)
● Consumi nazionali



Vendite rete resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 2,48 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.225 stazioni di servizio, con un numero di distributori in diminuzione di 9 unità rispetto al 31 dicembre 2017 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.391 mila litri) è diminuito di 49 mila litri rispetto al 2017 (2.440 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 7,54 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2017, le minori vendite di gasolio sono compensate dai maggiori volumi commercializzati di altri prodotti.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 2,82 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,9% rispetto al 2017 per effetto dei minori volumi venduti in Germania e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Spagna. Le vendite al settore Petrolchimica (0,96 milioni di tonnellate) sono in aumento dell'11,6%. Le altre vendite in Italia e all'estero (12,74 milioni di tonnellate) sono in leggero aumento (+0,06 milioni di tonnellate) per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

Disponibilità e vendite di prodotti

	(migliaia di tonnellate)				
	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Intermedi	7.130	6.595	6.580	535	8,1
Polimeri	2.353	2.360	2.229	(7)	(0,3)
Produzioni	9.483	8.955	8.809	528	5,9
Consumi e perdite	(5.085)	(4.566)	(4.917)	(519)	(11,4)
Acquisti e variazioni rimanenze	540	257	853	283	110,1
TOTALE DISPONIBILITÀ	4.938	4.646	4.745	292	6,3
Intermedi	3.087	2.748	2.956	339	12,3
Polimeri	1.851	1.898	1.789	(47)	(2,5)
TOTALE VENDITE	4.938	4.646	4.745	292	6,3

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 4.938 mila tonnellate sono aumentate rispetto al 2017 (+292 mila tonnellate; pari al 6,3%). Gli incrementi più significativi sono stati registrati nelle olefine (+14,8%) e nei derivati (+20,4%), parzialmente compensati dalle minori vendite del polietilene (-6,3%) e degli elastomeri (-3,2%).

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono aumentati complessivamente del 7,1% rispetto al 2017, con le olefine e gli aromatici in aumento rispettivamente del 10,9% e del 4,2%. Nel business polimeri si è invece registrata una flessione del 2,4% rispetto al 2017.

Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 9.483 mila tonnellate sono aumentate di 528 mila tonnellate (+5,9%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business degli intermedi (+8,1%) in particolare nei derivati (+17,6%); le produzioni di polimeri sono sostanzialmente stabili nonostante il miglioramento degli stirenici (+8,3%).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Porto Marghera (+22,9%) per il recupero della capacità produttiva a seguito della fermata avvenuta nel 2017, e nei siti di Szàzhalombatta, Mantova e Priolo. In calo la produzione presso i siti di Ferrara, Brin-

disi e Oberhausen per fermate non programmate nel corso del 2018. La capacità produttiva nominale è in linea con il 2017. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 76,2% superiore al 2017 (72,8%).

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.401 milioni) sono aumentati del 20,8% (+€413 milioni rispetto al 2017) 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 aumentate del 12,3%, in particolare l'etilene (+30,3%) e i derivati (+20,4%) per maggiore disponibilità di prodotto a seguito di fermate nel 2017. I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 7,1%, in particolare nelle olefine (+10,9%) e aromatici (+4,1%); in diminuzione i derivati (-9,3%). Le produzioni di intermedi (7.130 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'8,1% rispetto al 2017. Si registrano incrementi nei derivati (17,6%), negli aromatici (+8,3%) e nelle olefine (+7%).

60 ANDAMENTO OPERATIVO | REFINING & MARKETING E CHIMICA

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.589 milioni) sono diminuiti del 5,2% (-€141 milioni rispetto al 2017) per effetto dei minori volumi di vendita (-2,5%) nonché della diminuzione dei prezzi medi unitari (-2,4%).

Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (+5,8%) per maggiore disponibilità di prodotto; in leggero calo i prezzi di vendita (-1,4%).

In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-6,4%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA; si rileva una riduzione dei prezzi medi (-3,9%).

Il decremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alla riduzione nelle vendite di gomme SBR (-3,6%), di gomme speciali EPDM (-5,7%) e lattici (-16,9%); in aumento i volumi di gomme termoplastiche (+2,5%) e di BR (+1,2%).

L'aumento dei volumi venduti degli stirenici (+5,8%) è attribuibile principalmente alle maggiori vendite di stirene (+21,1%), di polistirolo compatto (+8,2%) e di polistirolo espandibile (+5,3%); minori vendite di ABS/SAN (-16%).

Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-6,4%) con minori vendite di EVA (-16,1%), LDPE (-8,6%) e di LLDPE (-5,1%), mentre sono in aumento i volumi di HDPE (+2,2%).

Le produzioni di polimeri (2.353 migliaia di tonnellate) sono allineate al 2017 nonostante le minori produzioni di polietilene (-7,3%) ed elastomeri (-2,7%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di stirene (+12,1%) e di HIPS (+11,7%).

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €877 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€587 milioni), finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione in green della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€139 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa; (iii) nell'ambito della Chimica, interventi di potenziamento (€52 milioni), mantenimento (€32 milioni), in materia di salute, sicurezza e ambiente (€26 milioni), nonché interventi di manutenzione (€21 milioni).

La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €44 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 20 domande di brevetto.

Investimenti tecnici

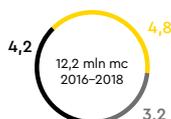
	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Refining		587	395	298	192	48,6
Marketing		139	131	123	8	6,1
		726	526	421	200	38,0
Chimica		151	203	243	(52)	(25,6)
TOTALE		877	729	664	148	20,3

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

ACQUA DI FALDA TRATTATA DA TAF E RIUTILIZZATA/REINIETTATA

min di metri cubi

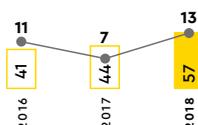
● 2016 ● 2017 ● 2018



INNOVAZIONE TECNOLOGICA

● Domande di primo deposito brevettuale (numero)

● Spesa in R&S (€ milioni)



RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

€ milioni



Il settore "Corporate e Altre attività" include i business:

(i) "Corporate e società finanziarie" comprende i risultati delle support function di Eni (pianificazione strategica, gestione delle risorse umane, finanza, amministrazione, servizi informatici, affari legali, affari internazionali e ricerca e sviluppo) e delle società controllate (Eni Finance International SA, Banque Eni SA, Eni International BV, Eni Finance USA Inc, Eni Insurance DAC, EniServizi, Eni Corporate University, AGI ed altre società minori) che si occupano di tesoreria, finanza, servizi generali e di supporto ai business; (ii) "Altre attività" comprende i risultati della società controllata Syndial Servizi Ambientali SpA, impegnata negli interventi di bonifica, ripristino ambientale e messa in sicurezza di siti industriali chiusi, dismessi o ristrutturati, gestiti in passato da controllate Eni, nonché il business Energy Solutions che si occupa di sviluppare il business dell'energia da fonti rinnovabili.

Performance dell'anno

- Nel 2018 l'acqua di falda trattata (TAF) e riutilizzata nel ciclo produttivo è aumentata del 12%. Il risultato conferma l'impegno di Eni nell'aumentare la quota di acqua di falda bonificata e riutilizzata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle attività.
- Nel 2018, la potenza elettrica installata da fotovoltaico è pari a 39,8 MW.
- Nel 2018 il settore Corporate e altre attività ha registrato un aumento di circa 9% dei ricavi a seguito essenzialmente dell'incremento dell'attività di global client sia in relazione alle prestazioni di logistica ambientale che ai servizi di risanamento ambientale svolti per il Gruppo.
- Gli investimenti tecnici di €143 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.
- Nel 2018 la spesa di Ricerca e Sviluppo è stata pari a €57 milioni (€44 milioni nel 2017). Sono state depositate 13 domande di brevetto.
- Nel corso del 2018 la quota di rifiuti recuperati/riciclati è aumentata rispetto al 2017, arrivando a circa il 40% dei rifiuti totali smaltiti.

ACQUA DI FALDA
UTILIZZATA NEL CICLO
PRODUTTIVO
O REINIETTATA VS. TOTALE
ACQUA DI FALDA TRATTATA

21 % nel 2018

POTENZA
ELETTRICA
INSTALLATA DA
FOTOVOLTAICO

39,8 MW nel 2018

SPESA
IN R&S

+30 %
vs. 2017

RIFIUTI RECUPERATI
VS. RIFIUTI
RECUPERABILI

58 % nel 2018
+10% vs. 2017



Principali attività dell'anno

Italia Prosegue l'impegno di Eni nello sviluppo di progetti rinnovabili. In particolare nell'ambito del Progetto Italia sono stati avviati gli impianti fotovoltaici: (i) nel marzo 2018, l'impianto da 1MW del Green Data Center di Ferrera Erbognone; (ii) nel luglio 2018, l'impianto da 1MW di Gela presso l'area denominata Isola 10; e (iii) nel settembre 2018, l'impianto da 26 MW di Assemini. È stato avviato l'iter amministrativo per la realizzazione di due impianti fotovoltaici nell'area produttiva di Porto Marghera nell'ambito di un processo di riqualificazione del territorio.

Nel febbraio 2019 è stata avviata la costruzione di un impianto fotovoltaico con una capacità installata di 31 MW all'interno del sito industriale di Porto Torres. Il progetto ha ottenuto l'Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio da parte dell'Autorità competente. L'energia annuale prodotta sarà autoconsumata per circa il 50% dalle società presenti nel sito industriale e consentirà di evitare l'emissione di circa 22.000 tonnellate anno di CO₂eq.

Nel dicembre 2018 è stato avviato presso il sito della Raffineria di Gela l'impianto pilota Waste to Fuel, una tecnologia sviluppata e brevettata da Eni che consente la conversione dei rifiuti solidi organici (FORSU) in bio-olio da utilizzare come combustibile navale o per generare bio-diesel. La prima produzione è stata conseguita nel gennaio 2019. Il successo del progetto pilota costituirà un riferimento funzionale per lo sviluppo di ulteriori future iniziative su scala industriale. È in corso di sviluppo il progetto Ponticelle NOI (Nuove Opportunità di Innovazione) presso l'area produttiva di Ravenna, con un investimento complessivo di €60 milioni.

Il programma include la Messa in Sicurezza Permanente (MISP) e la riqualificazione produttiva, innovativa e sostenibile dell'area, in coerenza con i principi dell'economia circolare. L'area interessata si estende su una superficie di circa 26 ettari, su cui è prevista: (i) la realizzazione di una Piattaforma Ambientale polifunzionale destinata alle lavorazioni dei materiali provenienti dal sito e dalle altre attività di Eni con l'obiettivo di massimizzarne il recupero; (ii) un Centro Tecnologico per le Bonifiche, per testare tecnologie innovative di bonifica; (iii) un impianto fotovoltaico per fornire energia a supporto delle attività produttive; e (iv) un impianto Waste to Fuel.

Nel marzo 2019 è stato firmato un protocollo di intesa con Veritas, multiutility che effettua la raccolta, la valorizzazione e il trattamento dei rifiuti nel territorio veneziano. L'accordo prevede la realizzazione in un'area dismessa e bonificata di Porto Marghera

di un impianto che applicherà la tecnologia Waste to Fuel per convertire dei rifiuti solidi organici in bio-olio o in bio-metano.

Australia Nel febbraio 2019 è stata completata l'acquisizione di un progetto per la realizzazione di una centrale fotovoltaica da 33,7 MW nel sito di Katherine, nel nord del Paese. L'impianto, che entrerà in produzione entro la fine del 2019, sarà dotato di un sistema di accumulo di energia e consentirà a regime di evitare l'emissione di circa 63.000 tonnellate l'anno di CO₂eq.

Algeria Nel novembre 2018 è stata completata la costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW presso il sito produttivo di Bir Rebaa North (BRN) nel Blocco 403 (Eni 50%). L'impianto fornirà energia elettrica alle facility produttive del giacimento e contemporaneamente contribuirà alla riduzione delle emissioni di gas serra, nell'ambito di un processo di decarbonizzazione del sistema energetico del Paese.

Inoltre, per rafforzare la partnership nel settore dell'energia rinnovabile, sono stati firmati accordi con Sonatrach: (i) per la realizzazione di un laboratorio di ricerca presso il sito produttivo di BRN al fine di testare le tecnologie solari in un contesto desertico; (ii) per la creazione di una joint venture che realizzerà e gestirà impianti ad energia solare nei siti produttivi nel Paese operati da Sonatrach.

Kazakhstan Nel dicembre 2018 è stato avviato il cantiere per la realizzazione, in partnership con General Electric (GE), del primo parco eolico di Eni dalla capacità complessiva di 50 MW, situato presso il sito di Badamsha. Il progetto, che rientra nell'ambito dell'accordo siglato nel corso del 2017, tra Eni, GE e il Ministro dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan, entrerà in esercizio a fine 2019.

Pakistan Nel 2018 sono state avviate le attività preliminari per la realizzazione di un impianto solare da 10 MW a supporto delle facility produttive del giacimento di Bhit (Eni 40%, operatore). Lo start-up è previsto nel 2019.

Tunisia Nel corso del 2018 sono stati sanzionati due progetti fotovoltaici: (i) un impianto da 5 MW per la fornitura di energia alle facility produttive del giacimento Adam (Eni 50%, operatore); (ii) l'impianto di Tataouine da 10 MW (Eni 50%, operatore) che prevede la cessione dell'energia prodotta alla società nazionale STEG sulla base di un accordo di Power Purchase Agreement della durata di 20 anni.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	75.822	66.919	55.762	8.903	13,3
Altri ricavi e proventi	1.116	4.058	931	(2.942)	(72,5)
Costi operativi	(59.130)	(55.412)	(47.118)	(3.718)	(6,7)
Altri proventi e oneri operativi	129	(32)	16	161	..
Ammortamenti	(6.988)	(7.483)	(7.559)	495	6,6
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(866)	225	475	(1.091)	..
Radiazioni	(100)	(263)	(350)	163	62,0
Utile (perdita) operativo	9.983	8.012	2.157	1.971	24,6
Proventi (oneri) finanziari	(971)	(1.236)	(885)	265	21,4
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	1.095	68	(380)	1.027	..
Utile (perdita) prima delle imposte	10.107	6.844	892	3.263	47,7
Imposte sul reddito	(5.970)	(3.467)	(1.936)	(2.503)	(72,2)
Tax rate (%)	59,1	50,7	217,0	8,4	
Utile (perdita) netto - continuing operations	4.137	3.377	(1.044)	760	22,5
Utile (perdita) netto - discontinued operations			(413)		
Utile (perdita) netto	4.137	3.377	(1.457)	760	22,5
di competenza:					
Eni:	4.126	3.374	(1.464)	752	22,3
- continuing operations	4.126	3.374	(1.051)	752	22,3
- discontinued operations			(413)		..
Interessenze di terzi:	11	3	7	8	..
- continuing operations	11	3	7	8	..
- discontinued operations					

Nell'esercizio 2018 Eni ha conseguito l'utile operativo di €9.983 milioni e l'utile netto di competenza di €4.126 milioni, aumentati rispettivamente di circa il 25% e il 22% rispetto al 2017. I risultati di Eni sono stati sostenuti dall'andamento dello scenario petrolifero e dal miglioramento della performance industriale. Nel 2018 le quotazioni del Brent sono aumentate in media del 31% rispetto al 2017 a quota 71 \$/barile, peraltro in un contesto di forte volatilità. Nei primi dieci mesi dell'anno il prezzo del greggio ha registrato un trend in crescita fino al picco di 85 \$/barile in ottobre, massimo in quattro anni, grazie alla ripresa economica e al bilanciamento tra domanda e offerta globale. A partire da novembre, in coincidenza con la correzione dei mercati finanziari globali con vendite su tutte le asset class, il petrolio è entrato in una fase pesantemente ribassista perdendo circa il 40% dal picco per chiudere l'anno su valori intorno a 50 \$/barile, a causa dei segnali di rallentamento della crescita globale, del ritorno dell'oversupply, delle incertezze sull'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, della Brexit e dei fattori geopolitici. L'OPEC e la Russia hanno concordato a dicembre un taglio alle produzioni da 1,2 milioni di barili/giorno efficace dal 2019. In tale contesto il settore E&P di Eni ha registrato un incremento dell'utile operativo di €2,6 miliardi grazie all'effetto scenario e all'aumento della produzione, il cui contributo è stato sostenuto dalla maggiore incidenza di barili a più elevato profitto unitario. Il settore G&P ha migliorato l'utile operativo reported di circa €0,6

miliardi grazie alla complessiva ristrutturazione del business, alla valorizzazione delle flessibilità del portafoglio long-term, alle ottimizzazioni nel power e nella logistica, nonché alla crescita nel business GNL che ha fatto leva sull'integrazione con la E&P. Diminuisce invece il contributo dei settori downstream petrolifero e petrolchimico (circa -€1,4 miliardi) a causa della rilevante compressione dei margini (SERM raffinazione Eni a 3,7 \$/barile, -26%; margine del cracker -11%; margine del polietilene -69%) determinata dalle difficoltà nel trasferire sui prezzi finali delle commodity energetiche gli aumenti del costo della carica petrolifera in funzione del rallentamento della domanda finale e della pressione competitiva nei mercati a valle da parte di produttori più efficienti.

Il calo delle quotazioni del greggio e dei prodotti ha determinato inoltre una perdita da valutazione del magazzino rispetto a un provento nell'esercizio precedente (circa -€225 milioni).

I fenomeni straordinari/non ricorrenti hanno inciso per -€388 milioni (rispetto a proventi straordinari di €839 milioni nel 2017) riflettendo la sostanziale compensazione tra la plusvalenza dall'operazione Vår Energi (data dalla differenza tra il fair value della partecipazione acquisita e il valore di libro dei net asset ceduti) a cui si aggiunge l'effetto di sospensione per tutto il secondo semestre degli ammortamenti relativi agli asset classificati held for sale e le svalutazioni nette di attività fisse e vari accantonamenti per rischi.

	2018	2017	2016	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	71,04	54,27	43,69	30,9
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,181	1,130	1,107	4,5
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	60,15	48,03	39,47	25,2
Standard Eni Refining Margim [SERM] ^(c)	3,7	5,0	4,2	[26,0]
PSV ^(d)	260	211	168	23,2
TTF ^(d)	243	183	148	32,8

(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.

La **generazione di cassa** è stata di €13.647 milioni, +35% rispetto al 2017, dovuta al miglioramento gestionale per effetto scenario e performance.

Il **flusso di cassa operativo adjusted prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione** è pari a €12.662 milioni, con un incremento del 37% rispetto al 2017. Tale performance si ottiene sterilizzando gli effetti di oneri straordinari che includono: un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€313 milioni), un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€158 milioni) e oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni.

Allo scenario Brent di 71 \$/barile nel 2018, la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del cir-

colante associato all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dismissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo.

Al 31 dicembre 2018, l'**indebitamento finanziario netto** è pari a €8.289 milioni con una riduzione di €2.627 milioni rispetto a fine 2017. Il gearing è pari a 0,14, livello competitivo tra le major europee, e il leverage scende a 0,16 rispetto a 0,23 di fine 2017.

Risultati adjusted e composizione degli special items

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157	1.971	24,6
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		96	[219]	[175]		
Esclusione special item		1.161	[1.990]	333		
Utile (perdita) operativo adjusted		11.240	5.803	2.315	5.437	93,7
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		4.126	3.374	[1.051]	752	22,3
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		69	[156]	[120]		
Esclusione special item		388	[839]	831		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		4.583	2.379	[340]	2.204	92,6
Tax rate (%)		56,2	56,8	120,6		

L'utile netto di bilancio comprende special item costituiti da oneri netti di €388 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- (i) le svalutazioni nette di asset del settore E&P per complessivi €726 milioni che hanno come driver le performance inferiori alle attese di alcuni giacimenti, nonché per allinearli al fair value di vendita;
- (ii) la ripresa di valore delle attività di trasporto estero per riduzione del rischio paese incorporato nel tasso di sconto (€66 milioni);
- (iii) il ripristino per l'importo di €375 milioni della correlazione tra le produzioni e le depletion delle riserve con l'inserimento dei relativi ammortamenti UOP della controllata Eni Norge, i cui ammortamenti ai fini del risultato GAAP sono stati bloccati a partire dalla data di classificazione come "disposal group held for sale" ai sensi dello IFRS 5 per via dell'accordo di fusione con Point Resources;
- (iv) le svalutazioni di €193 milioni riferite principalmente agli inve-

stimenti di periodo relativi a CGU della R&M svalutate precedentemente delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività;

- (v) l'onere connesso alla definizione di un arbitrato relativo a un contratto di acquisto di servizi di rigassificazione long-term, che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico di Eni e il riconoscimento alla controparte di un ammontare equitativo di €289 milioni (al quale si aggiungono interessi per €24 milioni);
- (vi) svalutazioni di crediti nel settore E&P per il recupero di costi d'investimento sostenuti in esercizi passati per allinearli al valore recuperabile (€158 milioni);
- (vii) la plusvalenza di €339 milioni (al netto di assignment bonus e altri oneri) sulla cessione del 10% della concessione di Shorouk e Nour nell'offshore dell'Egitto;

- (viii) oneri per esodi agevolati (€155 milioni);
- (ix) oneri ambientali (€325 milioni) rilevati in particolare nei settori R&M e Chimica e E&P;
- (x) la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (provento di €133 milioni);
- (xi) le differenze e derivati su cambi riclassificati dagli oneri/proventi finanziari all'utile operativo (saldo positivo di €107 milioni) riferiti essenzialmente 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;
- (xii) la plusvalenza sull'operazione di business combination tra Eni Norge e Point Resources controllate al 100% rispettivamente da Eni e HitecVision, ad esito della quale è stata costituita Vår Energi alla quale Eni partecipa al 69,6% esercitando il controllo congiunto con l'altro socio HitecVision (circa €890 milioni quale differenza tra il FV della partecipazione e il valore di libro dei net asset ceduti);
- (xiii) la ripresa di valore (€262 milioni) della partecipazione valutata all'equity nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto;
- (xiv) la svalutazione della partecipazione in un'iniziativa mineraria all'equity (circa €200 milioni) dovuta al declassamento delle riserve non sviluppate in funzione del deteriorato contesto operativo locale;
- (xv) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€154 milioni);
- (xvi) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€99 milioni).

Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2018	2017	2016
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.161	(1.990)	333
- oneri ambientali		325	208	193
- svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(221)	(459)
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti				7
- plusvalenze nette su cessione di asset		(452)	(3.283)	(10)
- accantonamenti a fondo rischi		380	448	151
- oneri per incentivazione all'esodo		155	49	47
- derivati su commodity		(133)	146	(427)
- differenze e derivati su cambi		107	(248)	(19)
- ripristino ammortamenti Eni Norge		(375)		
- altro		288	911	850
Oneri (proventi) finanziari		(85)	502	166
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(107)	248	19
Oneri (proventi) su partecipazioni		(798)	372	817
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(909)	(163)	(57)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		67	537	896
Imposte sul reddito		110	277	(72)
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		99		170
- svalutazioni nette imposte differite estero upstream				6
- riforma fiscale Stati Uniti			115	
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		11	162	(248)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		388	(839)	1.244

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		4.955	2.724	508	2.231	81,9
Gas & Power		310	52	(330)	258	..
Refining & Marketing e Chimica		238	663	419	(425)	(64,1)
Corporate e altre attività		(965)	(1.041)	(991)	76	7,3
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		56	(16)	61	72	
Utile (perdita) netto adjusted		4.594	2.382	(333)	2.212	92,9
di competenza:						
- interessenze di terzi		11	3	7	8	..
- azionisti Eni		4.583	2.379	(340)	2.204	92,6

(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.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		25.744	19.525	16.089	6.219	31,9
Gas & Power		55.690	50.623	40.961	5.067	10,0
Refining & Marketing e Chimica		25.216	22.107	18.733	3.109	14,1
- Refining & Marketing		20.646	17.688	14.932	2.958	16,7
- Chimica		5.123	4.851	4.196	272	5,6
- Elisioni		[553]	[432]	[395]		
Corporate e altre attività		1.589	1.462	1.343	127	8,7
Elisioni di consolidamento		[32.417]	[26.798]	[21.364]	[5.619]	
Ricavi della gestione caratteristica		75.822	66.919	55.762	8.903	13,3
Altri ricavi e proventi		1.116	4.058	931	[2.942]	[72,5]
Totale ricavi		76.938	70.977	56.693	5.961	8,4

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2018 (€75.822 milioni) sono aumentati di €8.903 milioni rispetto al 2017 (+13,3%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€25.744 milioni) sono aumentati di €6.219 milioni (+31,9%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+30,8% e +41%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e, per il gas, al contributo di produzioni a maggiore prezzo unitario.

I ricavi del settore Gas & Power (€55.690 milioni) sono aumentati di €5.067 milioni (+10%) 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.

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€25.216 milioni) sono aumentati di €3.109 milioni (+14,1%) principalmente nel

settore Refining & Marketing (+€2.958 milioni) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 14% e 30%. I ricavi della Chimica registrano un modesto incremento (+€272 milioni) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari di vendita, nonché del 6% di aumento dei prodotti venduti.

Gli **altri ricavi e proventi** comprendono plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. Il saldo positivo di €1.116 milioni riguarda principalmente la plusvalenza sulla cessione di una quota del 10% del progetto Zohr. La riduzione rispetto al periodo di confronto riflette la rilevazione nel 2017 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)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		55.622	51.548	43.278	4.074	7,9
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		415	913	846	[498]	[54,5]
Costo lavoro		3.093	2.951	2.994	142	4,8
di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro		155	49	47		
		59.130	55.412	47.118	3.718	6,7

I **costi operativi** sostenuti nel 2018 (€59.130 milioni) sono aumentati di €3.718 milioni rispetto al 2017, pari al 6,7%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€55.622 milioni) sono aumentati del 7,9% (+€4.074 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati [gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche].

Il **costo lavoro** (€3.093 milioni) è aumentato di €142 milioni rispetto

al 2017 (+4,8%) principalmente per effetto delle dinamiche retributive e di maggiori oneri per incentivazione all'esodo. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dal decremento dell'occupazione media all'estero e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA. Gli special item del costo lavoro (€155 milioni) si riferiscono agli oneri per incentivazione relativi al piano di uscita anticipata di personale di Eni gas e luce SpA ai sensi dell'art. 4, Legge 92/2012.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		6.152	6.747	6.772	(595)	(8,8)
Gas & Power		408	345	354	63	18,3
Refining & Marketing e Chimica		399	360	389	39	10,8
Corporate e altre attività		59	60	72	(1)	(1,7)
Effetto eliminazione utili interni		(30)	(29)	(28)	(1)	
Totale ammortamenti		6.988	7.483	7.559	(495)	(6,6)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(225)	(475)	1.091	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.854	7.258	7.084	596	8,2
Radiazioni		100	263	350	(163)	(62,0)
		7.954	7.521	7.434	433	5,8

Gli **ammortamenti** (€6.988 milioni) sono diminuiti del 7% rispetto al 2017, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della sospensione degli ammortamenti UOP della controllata Eni Norge (€375 milioni) dovuta alla classificazione come disposal

group held for sale ai sensi dello IFRS 5 a partire dal secondo semestre per via dell'accordo di fusione con Point Resources, nonché dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvisi e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni nette** (€866 milioni) sono così articolate:

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Svalutazione asset materiali/immateriali		1.292	862	1.067	430
Riprese di valore		(426)	(1.087)	(1.542)	661
Svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(225)	(475)	1.091
Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti			4	16	(4)
Totale		866	(221)	(459)	1.087

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production		726	(158)	(700)	884
Gas & Power		(71)	(146)	81	75
Refining & Marketing e Chimica		193	54	104	139
Corporate e altre attività		18	25	40	(7)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(225)	(475)	1.091

Le svalutazioni sono commentate nel paragrafo "special item".

di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse da giustificare lo sviluppo principalmente in Vietnam e Marocco.

Le **radiazioni** (€100 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off

Utile operativo

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		10.214	7.651	2.567	2.563	33,5
Gas & Power		629	75	(391)	554	..
Refining & Marketing e Chimica		(380)	981	723	(1.361)	..
Corporate e altre attività		(691)	(668)	(681)	(23)	(3,4)
Effetto eliminazione utili interni		211	(27)	(61)	238	
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157	1.971	24,6

Utile operativo adjusted

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157	1.971	24,6
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		96	(219)	(175)		
Esclusione special item		1.161	(1.990)	333		
Utile (perdita) operativo adjusted		11.240	5.803	2.315	5.437	93,7
Dettaglio per settore di attività:						
Exploration & Production		10.850	5.173	2.494	5.677	109,7
Gas & Power		543	214	(390)	329	153,7
Refining & Marketing e Chimica		380	991	583	(611)	(61,7)
Corporate e altre attività		(606)	(542)	(452)	(64)	(11,8)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		73	(33)	80	106	
		11.240	5.803	2.315	5.437	93,7

L'incremento di €5,4 miliardi dell'utile operativo adjusted è dovuto per €4 miliardi all'andamento dello scenario petrolifero e per €1,4 miliardi al miglioramento della performance "underlying" che riflette la crescita produttiva e il contributo crescente di progetti

upstream a più elevato profit per boe.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(627)	(834)	(726)	207
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(685)	(751)	(757)	66
- Interessi attivi verso banche		18	12	15	6
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		32	(111)	(21)	143
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		8	16	37	(8)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(307)	837	(482)	(1.144)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(329)	809	(494)	(1.138)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		22	28	(12)	(6)
- Opzioni				24	
Differenze di cambio		341	(905)	676	1.246
Altri proventi (oneri) finanziari		(430)	(407)	(459)	(23)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		132	128	143	4
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(249)	(264)	(312)	15
- Altri proventi (oneri) finanziari		(313)	(271)	(290)	(42)
		(1.023)	(1.309)	(991)	286
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		52	73	106	(21)
		(971)	(1.236)	(885)	265

Gli **oneri finanziari netti** di €971 milioni registrano un miglioramento di €265 milioni rispetto al 2017 per effetto principalmente dei minori oneri finanziari correlati al debito, che riflettono la riduzione di €2.627 milioni dell'indebitamento finanziario grazie al surplus di cassa generato dalla gestione dopo la copertura degli investimenti e del dividendo. Gli altri proventi e oneri finanziari

includono l'incremento degli altri oneri finanziari a seguito della svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa €270 milioni), peraltro compensata nel confronto anno-su-anno dalla rilevazione nel 2017 di svalutazioni di crediti finanziari concessi a iniziative industriali valutate all'equity.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2018 è illustrata nella tabella seguente:

2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		158	9	(67)	(168)	(68)
Dividendi		193		38		231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		19	(6)	9		22
Altri proventi (oneri) netti		885	25			910
		1.255	28	(20)	(168)	1.095

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €1.095 milioni e riguardano:

- (i) i dividendi delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value (€231 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€187 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€35 milioni);
- (ii) gli altri proventi netti di €910 milioni che comprendono la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (circa €890 milioni);
- (iii) la ripresa di valore della partecipazione in Angola LNG nella E&P per effetto dei migliorati economics del progetto (€262

milioni), in parte assorbita dalla svalutazione di un'altra iniziativa industriale all'equity a causa del contesto operativo locale (circa €200 milioni).

Tali proventi sono stati in parte compensati dalla quota Eni della perdita di esercizio della joint venture Saipem partecipata da Eni con il 31%, registrato nel segmento Corporate e altre attività, che riflette gli esiti dell'impairment test e da alcune poste straordinarie rilevate dalla partecipata.

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(68)	(267)	(326)	199
Dividendi		231	205	143	26
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		22	163	(14)	(141)
Altri proventi (oneri) netti		910	(33)	(183)	943
		1.095	68	(380)	1.027

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono incrementate di €2.503 milioni a €5.970 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€3.263 milioni rispetto al 2017). Il tax rate si attesta al 59% rispetto al 51% del 2017 influenzato dai minori proventi privi di effetto fiscale o con effetto fiscale inferiore all'aliquota media del Gruppo.

Il tax rate adjusted si attesta al 56,2%, in marginale flessione rispetto al 2017, nonostante l'aumento del tax rate E&P (circa 3 punti percentuali) per effetto della minore attivazione di imposte differite attive sui progetti.

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %	
Utile (perdita) operativo	10.214	7.651	2.567	2.563	33,5	
Esclusione special item:	636	[2.478]	[73]			
- oneri ambientali	110	46				
- svalutazioni [riprese di valore] nette	726	[154]	[684]			
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti			7			
- plusvalenze nette su cessione di asset	[442]	[3.269]	[2]			
- oneri per incentivazione all'esodo	26	19	24			
- accantonamenti a fondo rischi	360	366	105			
- derivati su commodity			19			
- differenze e derivati su cambi	[6]	[68]	[3]			
- altro	[138]	582	461			
Utile (perdita) operativo adjusted	10.850	5.173	2.494	5.677	109,7	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	[366]	[50]	[55]	[316]		
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	285	408	68	[123]		
Imposte sul reddito ^(a)	[5.814]	[2.807]	[1.999]	[3.007]		
Tax rate (%)	54,0	50,8	79,7	3,2		
Utile (perdita) netto adjusted	4.955	2.724	508	2.231	81,9	
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:	380	525	374	[145]	[27,6]	
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	287	273	204	14	5,1	
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)	93	252	170	[159]	[63,1]	
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(c)	(\$/barile)	65,47	50,06	39,18	15,41	30,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	183,74	130,31	115,51	53,43	41,0
Idrocarburi	(\$/boe)	47,48	35,06	29,14	12,42	35,4

(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 2018 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €10.850 milioni più che raddoppiato rispetto al 2017, raggiungendo il livello più elevato degli ultimi quattro anni. Tale trend riflette il rafforzamento dello scenario Brent dei primi dieci mesi (+31% la quotazione media annua del Brent in dollari) riflesso nei maggiori prezzi di realizzo degli idrocarburi equity, nonché la crescita produttiva, parzialmente compensati dall'effetto cambio sfavorevole (+4,5% il cambio EUR/USD). A parità di scenario, la performance industriale ha registrato un forte miglioramento, trainata dall'effetto positivo volume/mix dovuto alla maggiore incidenza di barili a più elevato profitto unitario. L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €636 milioni.

L'**utile netto adjusted** è stato di €4.955 milioni, con un incremento dell'82% rispetto al 2017 dovuto alla migliore performance operativa, parzialmente compensata dalla svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa €270 milioni) con un impatto anche sul tax rate a causa della loro indeducibilità. Il tax rate adjusted del 2018 aumenta di circa 3 punti percentuali per effetto della minore attivazione di differite attive sui progetti. Al netto di tali effetti, il tax rate diminuisce di circa 2 punti percentuali.

Nel 2018 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%.

[1] 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)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		629	75	(391)	554	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino				90		
Esclusione special item:		(86)	139	(89)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(71)	(146)	81		
- oneri ambientali		(1)		1		
- accantonamento a fondo rischi				17		
- oneri per incentivazione all'esodo		122	38	4		
- derivati su commodity		(156)	157	(443)		
- differenze e derivati su cambi		112	(171)	(19)		
- altro		(92)	261	270		
Utile (perdita) operativo adjusted		543	214	(390)	329	153,7
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(4)	10	6	(14)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		9	(9)	(20)	18	
Imposte sul reddito ^(a)		(238)	(163)	74	(75)	
Tax rate (%)		43,4	75,8	..	(32,4)	
Utile (perdita) netto adjusted		310	52	(330)	258	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2018 il settore Gas & Power ha conseguito il migliore risultato degli ultimi otto anni con l'**utile operativo adjusted** di €543 milioni, oltre il doppio rispetto al 2017. Tale risultato è stato trainato dalla complessiva ristrutturazione del settore in tutte le linee di business, in particolare dalla crescita delle vendite di GNL, dalle ottimizzazioni nel power e nella logistica e dall'andamento del mercato wholesale nei primi nove mesi che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate al portafoglio contratti long-term.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €86 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €310 milioni, rispetto a €52 milioni del 2017, in miglioramento di €258 milioni a seguito dell'incremento della performance operativa. Il tax rate adjusted dell'anno si normalizza al 43,4%, in riduzione rispetto al 75,8% del 2017 che risentiva dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(380)	981	723	(1.361)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		234	(213)	(406)		
Esclusione special item:		526	223	266		
- oneri ambientali		193	136	104		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		193	54	104		
- plusvalenze nette su cessioni di asset		(9)	(13)	(8)		
- accantonamenti a fondo rischi		21		28		
- oneri per incentivazione all'esodo		8	(6)	12		
- derivati su commodity		23	(11)	(3)		
- differenze e derivati su cambi		1	(9)	3		
- altro		96	72	26		
Utile (perdita) operativo adjusted		380	991	583	(611)	(61,7)
- Refining & Marketing		390	531	278	(141)	(26,6)
- Chimica		(10)	460	305	(470)	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		11	5	1	6	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(2)	19	32	(21)	
Imposte sul reddito ^(a)		(151)	(352)	(197)	201	
Tax rate (%)		38,8	34,7	32,0	4,1	
Utile (perdita) netto adjusted		238	663	419	(425)	(64,1)

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €390 milioni con una riduzione del 27% dovuta al minore contributo della raffinazione per effetto del calo del margine di raffinazione (-26%) a causa dell'incremento del costo della carica petro-

liera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e del maggiore impatto delle fermate non programmate. Il business ossigenati è stato penalizzato dal fermo di alcuni impianti per prolungata manutenzione. Tali trend negativi sono stati attenuati da ottimizzazioni degli

assetto/supply e dai migliori margini sulle lavorazioni green. Le attività di vendita prodotto nei mercati retail e wholesale hanno registrato performance in crescita grazie alle azioni di difesa dei margini e di efficienza.

La **Chimica** è stata penalizzata da uno scenario particolarmente sfavorevole a causa dei continui aumenti del costo della carica petrolifera registrati nei primi dieci mesi non recuperati nei prezzi di vendita, frenati dalla pressione competitiva e dal rallentamento dei mercati di sbocco nell'ultima parte dell'anno. Tali forze di mercato hanno determinato una forte contrazione dei margini guida delle commodity chimiche in particolare nel polietilene (-69%) e nella chimica di base con il margine benchmark del cracker in calo dell'11%. Inoltre il confronto con il 2017 risente del fatto che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente soste-

nuti degli intermedi (butadiene e benzene) per fattori contingenti. In tale scenario, il business ha dimostrato comunque una buona capacità di assorbire le fluttuazioni del mercato grazie alle ristrutturazioni impiantistiche attuate in questi anni e al maggiore contributo delle specialty che godono di margini più stabili, riuscendo a chiudere l'anno in sostanziale pareggio. Il confronto con il 2017 riflette un cambiamento di scenario di ampie proporzioni che ha interessato il settore petrolchimico globale.

L'utile operativo adjusted del settore è stato ottenuto con una rettificata positiva per gli **special item** di €526 milioni e l'esclusione della perdita di magazzino di €234 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €238 milioni evidenzia una riduzione di €425 milioni per effetto dell'andamento sfavorevole della performance operativa.

Corporate e altre attività

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(691)	(668)	(681)	(23)	(3,4)
Esclusione special item		85	126	229		
- oneri ambientali		23	26	88		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		18	25	40		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)	(1)			
- accantonamenti a fondo rischi		(1)	82	1		
- oneri per incentivazione all'esodo		(1)	(2)	7		
- altro		47	(4)	93		
Utile (perdita) operativo adjusted		(606)	(542)	(452)	(64)	(11,8)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(697)	(699)	(721)	2	0,3
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		5	22	(6)	(17)	(77,3)
Imposte sul reddito ^(a)		333	178	188	155	87,1
Utile (perdita) netto adjusted		(965)	(1.041)	(991)	76	7,3

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e altre attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operative per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi

operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).