



San Donato Milanese
15 febbraio 2019

Sede legale,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
www.eni.com

Eni: risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2018

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

III Trim. 2018			IV Trim.			Esercizio		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
75,27	Brent dated	\$/barile	67,76	61,39	10	71,04	54,27	31
1,163	Cambio medio EUR/USD		1,141	1,177	(3)	1,181	1,130	5
64,72	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	59,37	52,14	14	60,15	48,03	25
1.803	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.872	1.892	(1)	1.851	1.816	2
3.304	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.994	2.003	49	11.242	5.803	94
3.095	di cui: E&P		2.927	1.867	57	10.849	5.173	110
71	G&P		43	215	(80)	544	214	154
93	R&M e Chimica		143	113	27	380	991	(62)
1.388	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.459	943	55	4.592	2.379	93
0,39	- per azione (€)		0,41	0,26		1,28	0,66	
1.529	Utile (perdita) netto ^(b)		499	2.047	(76)	4.226	3.374	25
0,42	- per azione (€)		0,14	0,57		1,17	0,94	
3.396	Flusso di cassa netto ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(c)		3.280	2.345	40	12.665	9.213	37
4.102	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.329	3.283	32	13.651	10.117	35
1.820	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		2.426	1.895	28	7.941	7.623	4
9.005	Indebitamento finanziario netto		8.289	10.916	(24)	8.289	10.916	(24)
0,18	Leverage		0,16	0,23		0,16	0,23	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 19.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie. Per la riconciliazione vedi pag. 15.

(d) Al netto dell'entry bonus relativo ai due Concession Agreement negli Emirati Arabi Uniti e della quota di investimenti 2018 relativi allo sviluppo del 10% di Zohr rimborsati dal buyer al closing della cessione.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2018 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

“Nel corso del 2018 abbiamo lavorato su due fronti: la continua ottimizzazione del portafoglio di business esistente e il suo potenziamento per il futuro, in linea con la strategia annunciata. I risultati, grazie anche al contributo di quanto fatto nel quarto trimestre, sono stati ottimi in entrambi i casi. Per quanto concerne il portafoglio esistente, abbiamo raddoppiato il risultato operativo ed il risultato netto in presenza di un prezzo Brent in Euro cresciuto solo del 25% rispetto al 2017. La cassa operativa è cresciuta del 35% consentendo, dedotti gli investimenti rimasti sostanzialmente costanti a riprova della disciplina adottata, di coprire l'esborso per dividendi pari a €3 miliardi e di ridurre di importo pressoché uguale il debito netto, sceso a €8,3 miliardi. Upstream ha conseguito la produzione giornaliera più alta di sempre, pari a 1,85 milioni di barili al giorno, un flusso di cassa per barile pari a 22,5 \$ che anticipa l'obiettivo che ci eravamo posti per il 2022, e un rimpiazzo delle riserve certe ancora una volta superiore al 100%, per una media triennale del 131%.

G&P ha ottenuto il risultato operativo di €0,5 miliardi, il più elevato dallo scorporo delle attività regolate del trasporto e della distribuzione.

R&M e Chimica, malgrado uno scenario certamente meno favorevole, hanno evidenziato i progressi industriali conseguiti e la capacità di resistere anche in condizioni di mercato difficili.

Abbiamo potenziato ulteriormente il nostro portafoglio in ottica futura. Nell'Upstream, la nascita di Vår Energi in Norvegia e la costruzione di una significativa presenza in Medio Oriente hanno rafforzato e al contempo diversificato geograficamente le nostre prospettive di crescita, mantenendo sempre una bassa posizione di costo e quindi una elevata redditività. Nella Raffinazione, con l'ingresso in Ruwais abbiamo aumentato la nostra capacità del 35% cogliendo la migliore opportunità di espansione presente sul mercato in termini di efficienza e redditività. Questo rende il nostro portafoglio complessivo ancor meglio bilanciato e resistente alle ciclicità future.

Sulla base di questi risultati proporrò al Consiglio di Amministrazione del 14 marzo il pagamento di un dividendo pari a €0,83 per azione”.

Highlight

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi record:** nell'anno 1,85 milioni di barili di olio equivalente al giorno (boe/g), **+2,5% rispetto al 2017 a prezzi costanti** (1,87 milioni boe/g nel quarto trimestre, -1%) nonostante la penalizzazione dovuta alla minore domanda gas in alcuni paesi con un effetto di circa -1% nell'anno e altri eventi occasionali (in particolare la conclusione nel secondo trimestre del contratto produttivo di Intisar in Libia).

Crescita alimentata da:

- oltre **300 mila boe/giorno** di contributo dai **ramp-up dei grandi progetti a elevata marginalità** (Zohr, Nooros, Jangkrik, OCTP olio, East Hub, Nenè fase 2) e dai **cinque start-up pianificati per il 2018:** Ochigufu e Vandumbu nel Blocco 15/06 in Angola, OCTP fase gas, Bahr Essalam fase 2 e Wafa Compression;
- maggiore produzione di Kashagan, Goliat e Val d'Agri (fermata nel 2017);
- ingresso in Abu Dhabi.

Zohr: rivisto al rialzo il target produttivo a 3,2 miliardi di piedi cubi al giorno (bcf/g).

- **Nuovi progetti:**

- **decisioni finali d'investimento:** approvati i progetti di sviluppo operati relativi all'Area 1 in Messico per la messa in produzione di 2,1 miliardi di barili di olio equivalente in posto con start-up del progetto pilota atteso nel 2019 e alla scoperta Merakes in Indonesia in sinergia con le infrastrutture esistenti del campo Jangkrik. Sei i progetti approvati nel corso del 2018 (oltre a quelli citati: in Italia, Egitto, Congo e Angola);
- **progetto Rovuma LNG Mozambico:** ottenuti dai partner della joint venture di Area 4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL, passo decisivo per la decisione finale d'investimento della prima fase del progetto relativa alla realizzazione di due treni di liquefazione da 7,6 milioni di tonnellate/anno ciascuno e per assicurare i relativi finanziamenti.

- **Esplorazione:**

- **successi esplorativi:** effettuate nuove scoperte in Egitto, Cipro, Norvegia, Angola, Nigeria, Messico ed Indonesia;
- **incrementato il portafoglio titoli minerari:** acquisiti nell'anno titoli esplorativi per un totale di circa 29.300 chilometri quadrati di nuova superficie principalmente in Messico, Libano, Alaska, Indonesia e Marocco.
- **risorse esplorative:** superata la guidance, aggiunti 620 milioni di boe di nuove risorse equity.

- **Gestione del portafoglio:**

- **Applicazioni del Dual Exploration Model:** accordo con Qatar Petroleum per la cessione del 35% delle scoperte dell'Area 1 nell'offshore del Messico. Diluita la partecipazione nel blocco esplorativo Nour in Egitto con l'ingresso di BP (25%) e di Mubadala (20%); finalizzato swap di licenze esplorative con Lukoil in Messico.
- La **forte crescita in Medio Oriente** bilancia il profilo di rischio del portafoglio upstream:
 - accordo con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi (ADNOC) per **l'assegnazione del 25% della concessione offshore di Ghasha**, megaprogetto a gas di cui Eni assumerà la leadership tecnica con avvio previsto a fine 2022 e target produttivo di 1,5 bcf/g;
 - ottenuti nel gennaio 2019 **i diritti esplorativi di sette aree onshore e offshore:** due in Abu Dhabi, una in Oman, una nel Regno del Bahrain e tre nell'Emirato di Sharjah.

- **Rafforzata l'attività upstream in Norvegia:** perfezionata la fusione tra la consociata Eni Norge e Point Resources con la creazione di Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,6%) che svilupperà le attività dei due partner in Norvegia con target produttivo di 250 mila boe/giorno atteso nel 2023.
- **Alaska:** accordo preliminare per il farm-in del 70% del giacimento Oooguruk, già partecipato da Eni con una quota del 30%.
- **Riserve certe di idrocarburi** a 7,2 miliardi di boe; tasso di rimpiazzo all sources al 124%; tasso di rimpiazzo organico 100% (105% a prezzi costanti). Media triennale del tasso di rimpiazzo organico 131%.
- **Utile operativo adjusted E&P:** €2,93 miliardi nel quarto trimestre (+57%); nell'anno conseguito il miglior risultato degli ultimi quattro anni con l'utile operativo più che raddoppiato a €10,85 miliardi.

Gas & Power

- **Utile operativo adjusted ad anno intero: €0,54 miliardi**, oltre il doppio rispetto al 2017 e migliore performance degli ultimi otto anni; risultato ottenuto grazie alla ristrutturazione del portafoglio contratti long-term, alla crescita nel GNL e a ottimizzazioni nel power. Utile operativo adjusted del quarto trimestre €43 milioni.
- **Volumi contrattati di GNL:** in crescita del 70% a 8,8 milioni di tonnellate nell'anno, per oltre metà venduti sul mercato asiatico; incremento raggiunto anche per effetto della disponibilità di gas da produzione upstream in Indonesia frutto dell'accresciuta integrazione tra i due business.
- **Business retail:** portafoglio clienti di 9,2 milioni di unità, con una crescita del 6% ottenuta principalmente in Europa.

Refining & Marketing e Chimica

- **Margine di raffinazione di breakeven:** in linea con la guidance di **3 \$/barile**, allo scenario cambio e differenziali oli di budget.
- Accordo con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi per **l'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining** che opera il complesso di raffinazione di Ruwais e di Abu Dhabi dalla capacità di oltre 900 mila barili/giorno.

Il corrispettivo dell'operazione è di \$3,3 miliardi, al netto del debito e dei possibili aggiustamenti al closing. L'operazione prevede inoltre la costituzione di una nuova **joint venture dedicata alla commercializzazione** dei prodotti petroliferi che sarà costituita con la partecipazione di Eni al 20%.

Eni rafforzerà così ulteriormente la resilienza del proprio business di raffinazione, riducendo a regime il margine di raffinazione di breakeven del 50%, a circa 1,5 \$/barile.

- **Vendite di prodotti petrolchimici** in aumento del 6% nel quarto trimestre e nell'anno.
- **Utile operativo adjusted Refining & Marketing:** €0,17 miliardi nel quarto trimestre, più che raddoppiato rispetto al quarto trimestre 2017. Su base annua €0,39 miliardi (-27%) a causa dell'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione e del maggior impatto delle fermate, i cui effetti sono stati attenuati dalla positiva performance del marketing.
- **Risultati della Chimica** penalizzati dalla crescita del prezzo della virgin nafta nei primi dieci mesi dell'anno e dalla forte contrazione delle quotazioni del polietilene nel quarto trimestre: perdita operativa di €28 milioni nel quarto trimestre e di €10 milioni nell'anno.

Sostenibilità, Energy Solutions ed economia circolare

- **Intensità emissiva GHG del settore E&P:** 21,44 tCO₂ eq¹/migliaia di boe, in riduzione del 20% rispetto al livello 2014; in linea con il target al 2025 dichiarato al mercato.
- **Energy Solutions, generazione energia elettrica da fonti rinnovabili: 40 MW di capacità installata** a fine periodo. Nell'ambito delle attività del 2018 si segnalano:
 - **Progetto Italia**, avviate le produzioni dell'impianto fotovoltaico di Assemini, della potenza massima di 26 MW, e degli impianti da 1 MW ciascuno presso il Green Data Center di Ferrera Erbognone e Gela Isola 10.
 - **Algeria**, completata la costruzione dell'impianto fotovoltaico da 10 MW (5 MW in quota Eni) presso il giacimento a olio Bir Rebaa North operato congiuntamente con Sonatrach.
 - **Kazakhstan**, avviato il cantiere per la realizzazione, in partnership con General Electric, del primo parco eolico di Eni dalla capacità complessiva di 50 MW, situato presso il sito di Badamsha.
 - **Australia**, completata a Febbraio 2019 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 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 CO₂ eq.
- **Italia:** avviato in Sicilia presso il sito di Gela un impianto pilota per il riciclo e la trasformazione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani in un bio-olio per la produzione di carburanti di nuova generazione, basato sulla tecnologia proprietaria waste to fuel.
- Avviate **collaborazioni con le aziende municipalizzate dei principali comuni italiani** per la valorizzazione dei rifiuti civili organici e non, attraverso la trasformazione in risorse energetiche, quali i biocarburanti.
- **Partnership tra Versalis e produttori italiani** per la costituzione di una filiera dedicata al riciclo dell'erba sintetica dei campi sportivi.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €2,99 miliardi nel quarto trimestre, +49% rispetto al quarto trimestre 2017; €11,24 miliardi nell'anno pressoché raddoppiato rispetto al 2017.
- **Utile netto adjusted:** €1,46 miliardi nel quarto trimestre (+55% rispetto al quarto trimestre 2017); €4,59 miliardi nell'anno, pressoché raddoppiato rispetto al 2017.
- **Utile netto:** €0,50 miliardi nel quarto trimestre; €4,23 miliardi nell'esercizio.
- **Generazione di cassa operativa:** €4,33 miliardi nel quarto trimestre 2018 (+32% rispetto al quarto trimestre 2017); +5% rispetto al terzo trimestre 2018 nonostante la flessione del 10% del Brent; €13,65 miliardi nel 2018 (+35% rispetto al 2017) che implica la copertura dei capex netti al 172%.
- **Generazione di cassa adjusted²** prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino a €3,3 miliardi nel trimestre (+40% vs. quarto trimestre 2017). Nell'anno €12,7 miliardi (+37%).
- **Investimenti netti³:** €7,94 miliardi nel 2018.
- **Cash neutrality:** 52 \$/barile in miglioramento rispetto alla guidance. Si ridetermina in 55 \$/barile escludendo l'incasso differito delle dismissioni 2017 (Zohr).

¹ La CO₂ equivalente (CO₂eq) è l'unità di misura che esprime l'impatto sul riscaldamento globale dato da una certa quantità di gas serra, rispetto alla stessa quantità del principale gas climalterante, l'anidride carbonica (CO₂). Le emissioni Eni sono riportate in CO₂eq in quanto comprendono, oltre all'anidride carbonica, altri gas climalteranti quali il metano (CH₄) ed il protossido di azoto (N₂O), rispettivamente caratterizzati da un fattore di conversione pari a 25 e 298 (fonte IPCC).

² Vedi definizione alla tavola di riconduzione a pag.15.

³ Vedi definizione nota (d) a pag.1.

- **Indebitamento finanziario netto:** €8,29 miliardi, in riduzione di €2,63 miliardi rispetto al 31 dicembre 2017, dopo aver pagato dividendi per €2,95 miliardi.
- **Leverage:** 0,16, in riduzione rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017.
- **ROACE adjusted:** 8,5% (4,7% nel 2017).
- **Proposta dividendo 2018⁴:** €0,83 di cui €0,42 già pagati come acconto.

Outlook

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a breve/medio termine saranno illustrati nella Strategy Presentation sul piano strategico 2019-2022 prevista il 15 marzo 2019 e nella Relazione Finanziaria Annuale 2018. Il contenuto della Strategy Presentation sarà diffuso con un comunicato stampa emesso lo stesso 15 marzo 2019 disponibile sul sito web di Eni "eni.com" e diffuso secondo le altre modalità previste dai listing standard.

⁴ Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti, che si terrà in un'unica convocazione il 14 maggio 2019, la distribuzione di un dividendo di €0,83 per azione (€0,80 nel 2017) di cui €0,42 distribuiti nel settembre 2018 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,41 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2019 con stacco cedola il 20 maggio 2019.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione, riserve e prezzi

III Trim. 2018			IV Trim.			Esercizio		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
Produzioni								
886	Petrolio	mgl di barili/g	897	861	4	887	852	4
142	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	151	159	(5)	149	149	
1.803	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.872	1.892	(1)	1.851	1.816	2
Prezzi medi di realizzo								
69,99	Petrolio	\$/barile	61,22	57,64	6	65,47	50,06	31
202,52	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	216,03	137,20	57	183,74	130,31	41
51,85	Idrocarburi	\$/boe	48,05	39,12	23	47,48	35,06	35

- La **produzione di idrocarburi** del 2018 è stata di 1,851 milioni di boe/giorno, la media annua più elevata di sempre (1,872 milioni di boe/giorno nel quarto trimestre). La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Egitto, Indonesia, Angola, Congo e Ghana e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di oltre 300 mila boe/giorno), le maggiori produzioni di Kashagan, di Goliat e di Val d'Agri, nonché l'ingresso nei due Concession Agreement offshore in produzione di Lower Zakum (5%) e Umm Shaif/Nasr (10%) negli Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai minori entitlement nei PSA per l'effetto prezzo, dai minori volumi di gas prodotti in alcuni paesi a causa di eventi esogeni, dai declini di giacimenti maturi e da alcuni effetti one-off (chiusura del contratto Intisar in Libia e fermate straordinarie). Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA di circa 10 mila boe/giorno, la produzione dell'anno è in crescita del 2,5% (-1,1% nel trimestre).
- La **produzione di petrolio** è stata di 887 mila barili/giorno (897 mila barili/giorno nel quarto trimestre 2018). I ramp-up del periodo e l'ingresso nelle attività produttive degli Emirati Arabi Uniti sono stati parzialmente compensati dall'effetto prezzo e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 149 milioni di metri cubi/giorno (151 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre). Il contributo dei ramp-up/start-up è stato compensato dagli effetti degli eventi esogeni in alcuni paesi.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2017	6.990
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito <i>di cui: Effetto prezzo</i>	673 (38)
Portfolio	166
Produzione	(676)
Riserve certe al 31 dicembre 2018	7.153
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 124
Tasso di rimpiazzo organico	100
Tasso di rimpiazzo organico, al netto dell'effetto prezzo	105

- Nel 2018 le **promozioni nette di riserve certe** sono state di 673 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico del 100% e all sources del 124%. Entrambi i tassi includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo (circa 100 milioni di boe) corrispondenti a -15 punti percentuali di tasso di rimpiazzo delle riserve (RRR). L'effetto prezzo negativo

di 38 milioni di boe (-5 punti percentuali di RRR) è principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 54 \$/barile nel 2017 a 71 \$/barile del 2018 e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e sull'economicità delle code di produzione.

- La vita residua delle riserve è di 10,6 anni (10,5 anni nel 2017).
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2018.

Risultati

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
3.220	Utile (perdita) operativo	2.427	4.131	(41)	10.215	7.651	34
(125)	Esclusione special items	500	(2.264)		634	(2.478)	
3.095	Utile (perdita) operativo adjusted	2.927	1.867	57	10.849	5.173	110
(110)	Proventi (oneri) finanziari netti	63	(39)		(366)	(50)	
53	Proventi (oneri) su partecipazioni	88	117		285	408	
(1.649)	Imposte sul reddito	(1.525)	(853)		(5.818)	(2.807)	
54,3	tax rate (%)	49,5	43,9		54,0	50,8	
1.389	Utile (perdita) netto adjusted	1.553	1.092	42	4.950	2.724	82
	I risultati includono:						
100	Costi di ricerca esplorativa:	119	135	(12)	380	525	(28)
58	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	101	73		287	273	
42	- radiazione di pozzi di insuccesso	18	62		93	252	
1.575	Investimenti tecnici	2.265	1.781	27	7.901	7.739	2

- Nel quarto trimestre 2018 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.927 milioni, con un aumento del 57% rispetto al quarto trimestre 2017 (€1.867 milioni) per effetto delle maggiori quotazioni degli idrocarburi trainate principalmente dall'andamento del gas naturale. Decisamente positiva la performance pari a circa €330 milioni trainata dall'effetto volume/mix dovuto alla maggiore incidenza di produzioni a più elevato profit per boe.

L'utile operativo adjusted dell'esercizio si attesta a €10.849 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) e 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.

- L'**utile netto adjusted** di €1.553 milioni è aumentato del 42% rispetto al periodo di confronto per effetto della migliore performance operativa. Nel 2018 l'utile è stato di €4.950 milioni (+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.
- **Cash tax rate** a circa 30% in entrambi i reporting period.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Gas & Power

Vendite

III Trim.		IV Trim.			Esercizio			
2018		2018	2017	var %	2018	2017	var %	
280	PSV	€/mgl di metri cubi	274	241	14	260	211	23
260	TTF		261	202	29	243	183	33
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
9,22	Italia		8,85	9,62	(8)	39,03	37,43	4
6,10	Resto d'Europa		7,90	10,26	(23)	29,42	38,23	(23)
1,00	di cui: Importatori in Italia		1,04	0,99	5	3,42	3,89	(12)
5,10	Mercati europei		6,86	9,27	(26)	26,00	34,34	(24)
2,15	Resto del Mondo		1,97	1,60	23	8,26	5,17	60
17,47	Totale vendite gas mondo		18,72	21,48	(13)	76,71	80,83	(5)
2,50	di cui: vendite di GNL		2,40	2,40		10,30	8,30	24
9,46	Vendita di energia elettrica	terawattora	9,90	8,66	14	37,07	35,33	5

- Nel quarto trimestre 2018 le **vendite di gas naturale** di 18,72 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 13% rispetto al quarto trimestre 2017. Il calo delle vendite in Italia (-8% a 8,85 miliardi di metri cubi) ha riguardato principalmente i segmenti grossisti e residenziale per lo sfavorevole effetto climatico. Le vendite sui mercati europei (-26% a 6,86 miliardi di metri cubi) risentono della scadenza di alcuni contratti long-term e short-term, in particolare in Germania/Austria a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio e dei minori volumi in Turchia e Francia. Su base annua, le vendite di gas naturale sono state di 76,71 miliardi di metri cubi con una flessione del 5% (-4,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2017). In Italia le vendite pari a 39,03 miliardi di metri cubi aumentano del 4% principalmente per effetto delle maggiori vendite all'hub e al settore grossisti e industriale, in parte compensate dai minori volumi commercializzati al settore termoelettrico e residenziale. Le vendite sui mercati europei (26 miliardi di metri cubi) sono in riduzione del 24% a causa degli stessi driver del trimestre.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 9,90 TWh nel quarto trimestre 2018 (37,07 TWh nel 2018) sono in aumento del 14% rispetto al trimestre 2017 (+5% rispetto al 2017) per effetto delle maggiori vendite alla borsa elettrica in Italia.

Risultati

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
21	Utile (perdita) operativo	54	206	(74)	630	75	..
50	Esclusione special item	(11)	9		(86)	139	
71	Utile (perdita) operativo adjusted	43	215	(80)	544	214	154
1	Proventi (oneri) finanziari netti	1	1		(4)	10	
(9)	Proventi (oneri) su partecipazioni	7	(4)		9	(9)	
(33)	Imposte sul reddito	(47)	(98)		(243)	(163)	
52,4	tax rate (%)	..	46,2		44,3	75,8	
30	Utile (perdita) netto adjusted	4	114	(96)	306	52	..
44	Investimenti tecnici	74	60	23	215	142	51

- Nel quarto trimestre 2018 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €43 milioni in peggioramento rispetto all'utile di €215 milioni del quarto trimestre 2017 che beneficiava di proventi una-tantum. Sull'utile operativo del quarto trimestre ha inciso l'andamento negativo dello scenario sia nel gas sia nel GNL. Nell'anno il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di €544 milioni, più che raddoppiato rispetto all'utile operativo del 2017, per effetto della complessiva ristrutturazione del settore in tutte le linee di business, in particolare della crescita delle vendite di GNL, delle ottimizzazioni nel power e nella logistica e dell'andamento del mercato wholesale nei primi nove mesi che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate al portafoglio contratti long-term.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim.			IV Trim.			Esercizio		
2018			2018	2017	var %	2018	2017	var %
4,5	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	3,4	4,3	(21)	3,7	5,0	(26)
5,22	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,10	5,46	(7)	20,68	21,15	(2)
0,66	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,45	0,72	(38)	2,55	2,87	(11)
5,88	Totale lavorazioni		5,55	6,18	(10)	23,23	24,02	(3)
91	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	89	92		91	90	
0,04	Lavorazioni green	mln ton	0,09	0,07	29	0,25	0,24	4
Marketing								
2,20	Vendite rete Europa	mln ton	2,09	2,11	(1)	8,39	8,54	(2)
1,54	Vendite rete Italia		1,48	1,49	(1)	5,91	6,01	(2)
0,66	Vendite rete resto d'Europa		0,61	0,62	(2)	2,48	2,53	(2)
24,1	Quota mercato rete Italia	%	24,0	24,4		24,0	24,3	
2,72	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,60	2,72	(4)	10,36	10,67	(3)
1,98	Vendite extrarete Italia		1,99	1,94	3	7,54	7,64	(1)
0,74	Vendite extrarete resto d'Europa		0,61	0,78	(22)	2,82	3,03	(7)
Chimica								
1.205	Vendite prodotti petrolchimici	mgl ton	1.202	1.136	6	4.938	4.646	6
77	Tasso utilizzo impianti	%	73	71		76	73	

- Nel quarto trimestre 2018 il **marginatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) è diminuito del 21% rispetto al quarto trimestre 2017, attestandosi a 3,4 \$/barile a causa della contrazione degli spread dei prodotti. Nel 2018 il SERM è stato pari in media a 3,7 \$/barile, in riduzione del 26% rispetto all'esercizio 2017 a causa della forte ascesa del costo del barile nei primi dieci mesi non trasferito nei prezzi dei prodotti raffinati a causa della pressione competitiva nei mercati di sbocco. Allo scenario di budget, il SERM di breakeven delle raffinerie Eni si conferma in linea con la guidance.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** di 5,55 milioni di tonnellate sono in riduzione del 10%, rispetto al quarto trimestre 2017, 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 dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Sannazzaro per minori fermate. Nell'anno, le lavorazioni sono in flessione del 3% rispetto al 2017 (23,23 milioni di tonnellate) a causa delle citate indisponibilità solo in parte compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore.
- I **volumi di lavorazioni green** presso la bioraffineria di Venezia sono in crescita del 29% nel quarto trimestre (+4% rispetto al 2017).
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,48 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2018 sono sostanzialmente invariate (5,91 milioni di tonnellate, in calo del 2% rispetto al 2017). In un quadro di consumi sostanzialmente stabili, si conferma la performance positiva della rete di proprietà con volumi in crescita e il calo del segmento autostradale. La quota di mercato del trimestre del 24% è in lieve diminuzione rispetto al 24,4% del quarto trimestre 2017.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,99 milioni di tonnellate sono in aumento del 3% rispetto al quarto trimestre 2017 (7,54 milioni di tonnellate nel 2018; in linea rispetto al 2017) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di gasolio, benzina e bitumi.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in calo complessivamente del 13% nel quarto trimestre rispetto al periodo di confronto (-5% su base annua), a causa principalmente dei minori volumi commercializzati in Francia e in Germania a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil.

- Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1,20 milioni di tonnellate nel quarto trimestre sono in aumento del 6% principalmente per effetto delle maggiori vendite di intermedi e di stirenici, a seguito di maggiore disponibilità di prodotto e minori fermate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; nell'esercizio le vendite pari a 4,94 milioni di tonnellate sono in crescita del 6% principalmente nel segmento degli intermedi.

Risultati

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
170	Utile (perdita) operativo	(932)	217	..	(366)	981	..
(154)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	747	(174)		234	(213)	
77	Esclusione special item	328	70		512	223	
93	Utile (perdita) operativo adjusted	143	113	27	380	991	(62)
140	- Refining & Marketing	171	76	125	390	531	(27)
(47)	- Chimica	(28)	37	..	(10)	460	..
(2)	Proventi (oneri) finanziari netti	2	2		11	5	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni	(6)	3		(2)	19	
(36)	Imposte sul reddito	(42)	(51)		(149)	(352)	
38,7	tax rate (%)	30,2	43,2		38,3	34,7	
57	Utile (perdita) netto adjusted	97	67	45	240	663	(64)
181	Investimenti tecnici	372	290	28	877	729	20

- Nel quarto trimestre 2018 il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €171 milioni, più che raddoppiato rispetto al quarto trimestre 2017, per effetto dei maggiori margini dei business commerciali, sia sul segmento rete che in quello extrarete. L'attività di raffinazione è stata penalizzata dall'andamento dello scenario attenuato da ottimizzazioni degli assetti/supply e dai migliori margini sulle lavorazioni green. Su base annua, l'utile operativo adjusted di €390 milioni evidenzia una riduzione del 27% dovuta alla flessione dei risultati della raffinazione per effetto del calo del margine di raffinazione (-26%) a causa dell'incremento del costo della carica petrolifera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e del maggiore impatto delle fermate. Il business ossigenati è stato penalizzato dal fermo di alcuni impianti per prolungata manutenzione. Tali trend negativi sono stati attenuati da ottimizzazioni degli assetti/supply e dall'incremento dei risultati del marketing rispetto al 2017.
- Nel quarto trimestre 2018 la **Chimica** ha registrato un peggioramento della performance operativa con una perdita di €28 milioni rispetto all'utile operativo di €37 milioni conseguito nel quarto trimestre 2017. Tale sotto performance riflette la drastica contrazione del margine benchmark del polietilene (-100%) registrata nel quarto trimestre a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA. La performance dell'anno con una perdita operativa adjusted di €10 milioni (utile operativo di €460 milioni nel 2017) è stata penalizzata dal repentino aumento del costo della carica petrolifera registrato nei primi dieci mesi non recuperato nei prezzi di vendita, dalla pressione competitiva e dalla frenata dei mercati di sbocco nell'ultima parte dell'anno in particolare nel polietilene, determinando la significativa contrazione del margine benchmark del cracker (-11%) e del polietilene (-69%), nonché dal fatto che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente sostenuti degli intermedi (butadiene e benzene) per fattori contingenti.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Risultati di gruppo

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
19.695	Ricavi della gestione caratteristica	20.044	17.545	14	75.810	66.919	13
3.449	Utile (perdita) operativo	1.514	4.340	(65)	10.001	8.012	25
(153)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	603	(149)		96	(219)	
8	Esclusione special item ^(a)	877	(2.188)		1.145	(1.990)	
3.304	Utile (perdita) operativo adjusted	2.994	2.003	49	11.242	5.803	94
	Dettaglio per settore di attività						
3.095	<i>Exploration & Production</i>	2.927	1.867	57	10.849	5.173	110
71	<i>Gas & Power</i>	43	215	(80)	544	214	154
93	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	143	113	27	380	991	(62)
(102)	<i>Corporate e altre attività</i>	(173)	(116)	(49)	(606)	(542)	(12)
147	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	54	(76)		75	(33)	
1.529	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	499	2.047	(76)	4.226	3.374	25
(108)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	428	(105)		69	(156)	
(33)	Esclusione special item ^(a)	532	(999)		297	(839)	
1.388	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.459	943	55	4.592	2.379	93

(a) Per maggiori informazioni v. tabella "Analisi degli special item".

(b) Sono gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti e servizi non ancora realizzate vs terzi a fine periodo.

Risultati adjusted

- Nel **quarto trimestre 2018 l'utile operativo adjusted consolidato** di €2.994 milioni è aumentato del 49% rispetto al quarto trimestre 2017, trainato dalla solida performance della E&P che ha conseguito circa €1 miliardo di incremento per effetto dell'andamento complessivamente positivo dello scenario prezzi degli idrocarburi e dal maggiore contributo di produzioni a più elevato profit per boe. Il risultato ha inoltre beneficiato del contributo del business Refining & Marketing grazie al positivo andamento dei margini di commercializzazione e alle azioni di ottimizzazioni che hanno consentito di compensare gli effetti dello scenario. In peggioramento il business della chimica e il settore G&P a causa dello scenario sfavorevole.
- Nel **2018 l'utile operativo adjusted consolidato** di €11.242 milioni è aumentato del 94% rispetto al 2017 in uno scenario caratterizzato dall'incremento del riferimento Brent in dollari (+31%). In tale contesto il settore Exploration & Production ha registrato un incremento dell'utile operativo di €5.676 milioni beneficiando dell'effetto positivo dello scenario e dell'aumento della produzione di idrocarburi con maggiore incidenza dei barili a più elevato profitto unitario. Il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €544 milioni, più che raddoppiando il livello del 2017, trainato dalla crescita del business GNL, dalla migliore valorizzazione delle flessibilità associate con il portafoglio gas long-term e da ottimizzazioni nel power e nella logistica. In calo i risultati del settore Refining & Marketing e Chimica a causa dello scenario particolarmente sfavorevole caratterizzato dal repentino aumento del costo della carica petrolifera non recuperato nei prezzi di vendita, frenati dall'oversupply e dalla pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA, determinando una significativa compressione dei margini dei prodotti.
- Nel **quarto trimestre 2018 il risultato netto adjusted** di €1.459 milioni è aumentato del 55% rispetto al quarto trimestre 2017. Tale miglioramento riflette l'incremento dell'utile operativo parzialmente compensato dall'incremento del tax rate adjusted della E&P (circa 6 punti percentuali). Su base annua l'utile netto adjusted di €4.592 milioni è quasi raddoppiato rispetto all'anno precedente. Il tax rate adjusted si attesta al 56,2%, in marginale flessione, nonostante l'aumento del tax rate E&P (circa 3 punti percentuali) per effetto di minore attivazione di differite attive sui progetti.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** hanno il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €500 milioni nel quarto trimestre dovuti principalmente a svalutazioni nette di asset oil&gas (€663 milioni) che hanno come driver le performance inferiori alle attese di alcuni giacimenti, nonché la svalutazione di un progetto minerario in relazione al contesto operativo del paese. Inoltre hanno riguardato svalutazioni di crediti per il recupero di costi d'investimento sostenuti in esercizi passati per allineare il valore recuperabile al probabile esito di una rinegoziazione in corso (€158 milioni complessivamente nell'anno), nonché il ripristino per l'importo di €202 milioni (€375 milioni nell'anno) 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 per effetto della classificazione ai sensi dello IFRS 5 per via dell'accordo di fusione con Point Resources.

Nell'anno (oneri netti di €634 milioni) sono stati registrati i seguenti special item in aggiunta ai precedenti: 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), la svalutazione di asset per allinearli al fair value di vendita (€93 milioni), nonché l'adeguamento del fondo rischi (€46 milioni); infine 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.

- **G&P:** proventi netti di €11 milioni (proventi netti di €86 milioni nel 2018) rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un onere di €83 milioni nel trimestre; un provento di €156 milioni nell'anno), dalla ripresa di valore delle attività di trasporto estero per riduzione del rischio paese incorporato nel tasso di sconto (€66 milioni), parzialmente compensate dalla svalutazione per allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria la cui dismissione è stata conclusa nel giugno 2018 (€6 milioni su base annua), nonché da oneri per esodi agevolati (€122 milioni nell'anno). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo positivo di €35 milioni nel trimestre (€112 milioni nell'anno) relativo 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 di cambio di traduzione.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €328 milioni (€512 milioni nell'anno) rappresentati da: svalutazioni (€109 milioni e €179 milioni nel trimestre e nell'anno) riferite principalmente agli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M svalutate precedentemente delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività, oneri ambientali (€73 milioni e €193 milioni nel trimestre e nell'anno) nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (onere di €38 milioni e €23 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'anno).

Gli special item non operativi comprendono principalmente l'effetto d'imposta di quelli operativi, 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 €900 milioni quale differenza tra il fair value della partecipazione e il valore di libro dei net asset ceduti), la ripresa di valore (€262 milioni) della partecipazione valutata all'equity nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto, la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€116 milioni), nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€70 milioni).

Risultati reported

Nell'esercizio 2018 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di €4.226 milioni, +25% rispetto al 2017 (€3.374 milioni); l'utile operativo di €10.001 milioni è aumentato del 25% (circa €2 miliardi in più). I risultati economici di Eni sono stati trainati dal miglioramento dello scenario energetico con le quotazioni del Brent aumentate dal 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 86 \$/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 alla 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 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 dell'Eni ha registrato un incremento dell'utile operativo di €2,6 miliardi grazie all'effetto scenario e all'aumento della produzione con un maggiore contributo 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 -€1,3 miliardi) a causa dello scenario particolarmente avverso che ha comportato difficoltà nel trasferire sui prezzi finali dei prodotti gli aumenti del costo della carica petrolifera in funzione della pressione competitiva nei mercati a valle da parte di produttori più efficienti con l'effetto di una rilevante compressione dei margini (SERM Eni a 3,7 \$/barile - 26%; margine del cracker -11%; margine del polietilene -69%).

Il calo delle quotazioni del greggio e dei prodotti a fine esercizio 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 -€297 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 assets ceduti) a cui si aggiunge l'effetto di sospensione per il secondo semestre degli ammortamenti relativi agli asset classificati held for sale e le svalutazioni nette di attività fisse e vari accantonamenti per rischi.

L'utile netto del quarto trimestre è stato di €499 milioni in riduzione del 76% rispetto al quarto trimestre 2017 che beneficiava della contabilizzazione di 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 di Area 4 in Mozambico con la rilevazione di plusvalenze nette di circa €2,7 miliardi.

Eni SpA

L'utile netto dell'Eni SpA di €3.212 milioni si riduce di €374 milioni per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo di €1.887 milioni, connessa alla circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevata la plusvalenza realizzata a seguito della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€997 milioni) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate; (ii) dalla riduzione degli oneri finanziari netti (€319 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto; e (iii) dai minori oneri fiscali (€197 milioni) che nel 2017 erano stati caratterizzati dalle imposte sulla citata cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in Mozambico.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var. ass.	2018	2017	var. ass.
1.530	Utile (perdita) netto	502	2.047	(1.545)	4.237	3.377	860
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.911	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.992	2.207	(215)	7.566	8.720	(1.154)
(19)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(37)	(2.951)	2.914	(474)	(3.446)	2.972
1.846	- dividendi, interessi e imposte	1.533	1.449	84	6.162	3.650	2.512
560	Variazione del capitale di esercizio	1.749	1.314	435	1.633	1.440	193
(1.726)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.410)	(783)	(627)	(5.473)	(3.624)	(1.849)
4.102	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.329	3.283	1.046	13.651	10.117	3.534
(1.830)	Investimenti tecnici	(2.789)	(2.188)	(601)	(9.121)	(8.681)	(440)
(26)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(87)	(7)	(80)	(244)	(510)	266
95	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	(114)	4.498	(4.612)	1.242	5.455	(4.213)
46	Altre variazioni relative all'attività di investimento	201	(1.740)	1.941	940	(373)	1.313
2.387	Free cash flow	1.540	3.846	(2.306)	6.468	6.008	460
(45)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(46)	455	(501)	(150)	341	(491)
2.064	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(977)	(2.788)	1.811	113	(1.712)	1.825
(1.510)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4)		(4)	(2.957)	(2.883)	(74)
5	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	1	(13)	14	18	(65)	83
2.901	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	514	1.500	(986)	3.492	1.689	1.803
III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var. ass.	2018	2017	var. ass.
2.387	Free cash flow	1.540	3.846	(2.306)	6.468	6.008	460
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(16)		(16)	(18)		(18)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(494)	264	(758)	(499)	261	(760)
15	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(310)	(61)	(249)	(367)	474	(841)
(1.510)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4)		(4)	(2.957)	(2.883)	(74)
892	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	716	4.049	(3.333)	2.627	3.860	(1.233)

Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €13.651 milioni nel 2018 e di €4.329 milioni nel quarto trimestre con un incremento rispettivamente del 35% e del 32% sui corrispondenti periodi di confronto dovuto al miglioramento gestionale per effetto scenario e performance.

Nell'anno è stato registrato un minore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €280 milioni), mentre il trimestre ha beneficiato di un maggiore volume di crediti commerciali fattorizzati con scadenza successiva al reporting period rispetto al terzo trimestre 2018 (circa €250 milioni).

Nell'esercizio 2018, il flusso di cassa operativo adjusted prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è pari a €12.665 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 (vedi riconduzione di seguito).

(€ milioni)

	Misure GAAP	Profit/Loss on stock	Onere per arbitrato	Accantonamento fondo svalutazione crediti straordinario	Onere cessione 10% Zohr	Anticipi commerciali finanziamento Zohr	Misure Non-GAAP
Esercizio 2018							
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	12.018	96	313	158	80		12.665
Variazione circolante	1.633	(96)	(313)	(158)		(280)	786
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.651				80	(280)	13.451
IV Trimestre 2018							
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	2.580	603	7	88	2		3.280
Variazione circolante	1.749	(603)	(7)	(88)		(230)	821
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.329				2	(230)	4.101

I fabbisogni per gli investimenti (tecnici e in partecipazioni) del periodo sono stati di €9.365 milioni, che si rideterminano in €7,94 miliardi al netto principalmente del bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€869 milioni), di acquisizioni minori nei business mid-downstream (circa €100 milioni), della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€170 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€280 milioni). Il grado di copertura organica degli investimenti netti dell'esercizio 2018 è stato del 172%.

Le dismissioni del 2018 di €1.242 milioni hanno riguardato il 10% del progetto Zohr, asset non strategici della E&P, le attività di distribuzione gas in Ungheria e sono esposte al netto della cassa di Eni Norge depositata presso banche terze (circa €250 milioni) quale effetto dell'operazione di business combination con Point Resources che ha determinato la perdita del controllo di Eni Norge da parte Eni.

Le altre variazioni relative all'attività d'investimento (€940 milioni) hanno riguardato l'incasso delle rate di prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% del progetto Zohr realizzate nel 2017 (€450 milioni) e l'incremento dei debiti per attività d'investimento.

Cash neutrality

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

Stato patrimoniale riclassificato

30 Sett. 2018	Var. ass.	(€ milioni)	31 Dic. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
Capitale immobilizzato					
59.771	546	Immobili, impianti e macchinari	60.317	63.158	(2.841)
1.465	(248)	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.217	1.283	(66)
3.047	123	Attività immateriali	3.170	2.925	245
4.772	3.282	Partecipazioni	8.054	3.730	4.324
1.661	(347)	Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.314	1.698	(384)
(2.271)	(125)	Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.396)	(1.379)	(1.017)
68.445	3.231		71.676	71.415	261
Capitale di esercizio netto					
5.070	(419)	Rimanenze	4.651	4.621	30
10.844	(1.322)	Crediti commerciali	9.522	10.182	(660)
(11.612)	(29)	Debiti commerciali	(11.641)	(10.890)	(751)
(2.039)	939	Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.100)	(2.387)	1.287
(11.768)	(114)	Fondi per rischi e oneri	(11.882)	(13.447)	1.565
247	(1.116)	Altre attività (passività) d'esercizio	(869)	287	(1.156)
(9.258)	(2.061)		(11.319)	(11.634)	315
(1.139)	21	Fondi per benefici ai dipendenti	(1.118)	(1.022)	(96)
1.825	(1.589)	Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	236	236	
59.873	(398)	CAPITALE INVESTITO NETTO	59.475	58.995	480
50.814	315	Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.129	48.030	3.099
54	3	Interessenze di terzi	57	49	8
50.868	318	Patrimonio netto	51.186	48.079	3.107
9.005	(716)	Indebitamento finanziario netto	8.289	10.916	(2.627)
59.873	(398)	COPERTURE	59.475	58.995	480
0,18	(0,02)	Leverage	0,16	0,23	(0,07)
0,15	(0,01)	Gearing	0,14	0,18	(0,04)

Al 31 dicembre 2018 il **capitale immobilizzato** aumenta di €261 milioni. La voce "Immobili, impianti e macchinari" evidenzia una riduzione di -€2.841 milioni dovuta principalmente al deconsolidamento degli asset di Eni Norge nell'ambito dell'operazione di business combination con Point Resources con un effetto compensativo nella voce "Partecipazioni" (+€4.324 milioni) essenzialmente per l'iscrizione della partecipazione in Vår Energi; mentre gli ammortamenti e svalutazioni (€7.840 milioni) e le dismissioni dell'esercizio sono sostanzialmente compensati dagli investimenti (€9.121 milioni). L'incremento delle "Partecipazioni" recepisce il diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9, gli investimenti netti in equity e la rivalutazione di Angola LNG. I debiti netti per attività di investimento sono aumentati di €1 miliardo per effetto dell'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di Zohr nel 2017.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.319 milioni) aumenta di €315 milioni per effetto della riduzione del fondo rischi ed oneri e del fondo imposte dovuta al deconsolidamento di Eni Norge, compensata dalla riduzione dei crediti commerciali e dall'incremento dei debiti commerciali.

Il **patrimonio netto** (€51.186 milioni) aumenta di €3.107 milioni per effetto dell'utile netto del periodo e delle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.786 milioni) che riflette l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+4,5% per i cambi di fine periodo: 1,146 al 31 dicembre 2018 vs. 1,2 al 31 dicembre 2017), parzialmente assorbiti dalla variazione negativa del fair value della riserva cash flow hedge di €254 milioni e dal pagamento del dividendo (€2.953 milioni, saldo dividendo 2017 per €1.440 milioni e acconto dividendo 2018 per €1.513 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto**⁵ al 31 dicembre 2018 è pari a €8.289 milioni in riduzione rispetto al 2017 (-€2.627 milioni) per effetto del surplus generato dalla gestione.

Il **leverage**⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interesenze di terzi – si attesta a 0,16 al 31 dicembre 2018, in riduzione dallo 0,23 del 31 dicembre 2017.

⁵ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

⁶ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con 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 pag. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 2018 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2018, al quarto trimestre e all'esercizio 2017. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2018 e al 31 dicembre 2017. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del quarto trimestre 2018 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2017 alla quale si rinvia, ad eccezione dell'adozione dei principi IFRS 9 e 15.

Adozione IFRS 9 e IFRS 15

Con efficacia 1° gennaio 2018, sono entrati in vigore i nuovi principi contabili IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e IFRS 9 "Strumenti finanziari". Per entrambi i principi Eni si è avvalsa della facoltà di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Maggiori informazioni sono fornite nella nota n.2 "Modifica dei criteri contabili" alla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018. Di seguito si riporta la sintesi degli effetti dell'adozione dei nuovi principi sui saldi di apertura all'1/1/2018. Non ci sono effetti sulla posizione finanziaria netta.

(€ milioni)	Publicato 1° gennaio 2018	Effetti adozione		Riclassifiche	Riesposto 1° gennaio 2018
		IFRS 9	IFRS 15		
Attività correnti	36.433	(427)	(372)		35.634
di cui: Crediti commerciali e altri crediti	15.421	(427)	(372)	(466)	14.156
Altre attività correnti	1.573			466	2.039
Attività non correnti	78.172	721	247		79.140
di cui: Attività immateriali	2.925		87		3.012
Altre partecipazioni	219	681			900
Attività per imposte anticipate	4.078	71	166		4.315
Attività destinate alla vendita	323				323
TOTALE ATTIVITÀ	114.928	294	(125)		115.097
Passività correnti	24.735		(113)		24.622
di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.748		(113)	(1.330)	15.305
Altre passività correnti	1.515			1.330	2.845
Passività non correnti	42.027		37		42.064
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	87				87
TOTALE PASSIVITÀ	66.849		(76)		66.773
PATRIMONIO NETTO	48.079	294	(49)		48.324
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	114.928	294	(125)		115.097

Adozione IFRS 16

Dal 1 gennaio 2019 entrerà in vigore il nuovo principio contabile IFRS 16 "Leases" che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing basata sulla rilevazione in capo al conduttore (lessee) di un asset rappresentativo del diritto di utilizzo del bene ("right of use") in contropartita a una passività rappresentativa dell'obbligazione a eseguire i pagamenti previsti dal contratto ("lease liability"), eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. In sede di prima applicazione, Eni prevede di avvalersi della facoltà di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (modified retrospective approach). Nessun impatto è previsto sui contratti di leasing precedentemente classificati come leasing finanziari. L'accounting del nuovo principio prevede in sintesi la rilevazione:

- nello stato patrimoniale: attività rappresentative del diritto di utilizzo del bene e passività di corrispondente ammontare relativa all'obbligazione ad effettuare pagamenti previsti dal contratto classificati come passività finanziarie;
- nel conto economico: ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e interessi passivi maturati sulla lease liability;
- nel rendiconto finanziario si determinano i seguenti effetti: (a) una modifica del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglierà più i pagamenti per canoni di leasing, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione; (b) una modifica del flusso di cassa netto da attività per investimento che non accoglierà più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) una modifica del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglierà gli esborsi connessi al rimborso della lease liability.

Le analisi per la determinazione degli effetti del nuovo principio alla transition date sono prossime ad essere completate. Tali effetti saranno pubblicati nella Relazione Finanziaria Annuale, nel Form 20-F e nella Strategy Presentation sul piano strategico 2019-2022 prevista il 15 marzo 2019.

* * *

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

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

* * *

Disclaimer

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

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876,00 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39.0659821 - Fax: +39.0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del quarto trimestre e dell'esercizio 2018 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures. Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In tale ambito, dal ciclo di reporting 2017, è compresa la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail di gas ed energia elettrica, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali che sarà adottato nei conti GAAP con efficacia 1° gennaio 2018. Tale rettifica di risultato è coerente con le modalità con le quali il management valuta le performance di questo business e migliora rispetto al passato la correlazione tra ricavi e costi di competenza del periodo; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario

netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

ROACE Adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto ai valori adjusted

(€ milioni)

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Esercizio 2018						
Utile (perdita) operativo	10.215	630	(366)	(691)	213	10.001
Esclusione (utile) perdita di magazzino			234		(138)	96
Esclusione special item:						
oneri ambientali	110	(1)	193	23		325
svalutazioni (riprese di valore) nette	726	(71)	179	18		852
plusvalenze nette su cessione di asset	(442)		(9)	(1)		(452)
accantonamenti a fondo rischi	359		21	(1)		379
oneri per incentivazione all'esodo	26	122	8	(1)		155
derivati su commodity		(156)	23			(133)
differenze e derivati su cambi	(6)	112	1			107
altro	(139)	(92)	96	47		(88)
Special item dell'utile (perdita) operativo	634	(86)	512	85		1.145
Utile (perdita) operativo adjusted	10.849	544	380	(606)	75	11.242
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(366)	(4)	11	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	285	9	(2)	20		312
Imposte sul reddito ^(a)	(5.818)	(243)	(149)	333	(18)	(5.895)
Tax rate (%)	54,0	44,3	38,3			56,2
Utile (perdita) netto adjusted	4.950	306	240	(950)	57	4.603
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						11
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						4.592
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						4.226
Esclusione (utile) perdita di magazzino						69
Esclusione special item						297
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						4.592

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(213)		(6)	(219)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	46		136	26		208
svalutazioni (riprese di valore) nette	(154)	(146)	54	25		(221)
plusvalenze nette su cessione di asset	(3.269)		(13)	(1)		(3.283)
accantonamenti a fondo rischi	366			82		448
oneri per incentivazione all'esodo	19	38	(6)	(2)		49
derivati su commodity		157	(11)			146
differenze e derivati su cambi	(68)	(171)	(9)			(248)
altro	582	261	72	(4)		911
Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.478)	139	223	126		(1.990)
Utile (perdita) operativo adjusted	5.173	214	991	(542)	(33)	5.803
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(50)	10	5	(699)		(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	408	(9)	19	22		440
Imposte sul reddito ^(a)	(2.807)	(163)	(352)	178	17	(3.127)
Tax rate (%)	50,8	75,8	34,7			56,8
Utile (perdita) netto adjusted	2.724	52	663	(1.041)	(16)	2.382
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.379
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						3.374
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(156)
Esclusione special item						(839)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.379

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.427	54	(932)	(233)	198	1.514
Esclusione (utile) perdita di magazzino			747		(144)	603
Esclusione special item:						
oneri ambientali		(1)	73	13		85
svalutazioni (riprese di valore) nette	663	(77)	109	14		709
plusvalenze nette su cessione di asset	(19)					(19)
accantonamenti a fondo rischi	8		22	(7)		23
oneri per incentivazione all'esodo	18	(1)	2			19
derivati su commodity		83	38			121
differenze e derivati su cambi	5	35	2			42
altro	(175)	(50)	82	40		(103)
Special item dell'utile (perdita) operativo	500	(11)	328	60		877
Utile (perdita) operativo adjusted	2.927	43	143	(173)	54	2.994
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	63	1	2	(214)		(148)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	88	7	(6)	15		104
Imposte sul reddito ^(a)	(1.525)	(47)	(42)	151	(25)	(1.488)
Tax rate (%)	49,5	..	30,2			50,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.553	4	97	(221)	29	1.462
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.459
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						499
Esclusione (utile) perdita di magazzino						428
Esclusione special item						532
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.459

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.131	206	217	(142)	(72)	4.340
Esclusione (utile) perdita di magazzino		29	(174)		(4)	(149)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	46		83	8		137
svalutazioni (riprese di valore) nette	(155)	(141)	(35)	16		(315)
plusvalenze nette su cessione di asset	(2.926)		(11)			(2.937)
accantonamenti a fondo rischi	279			3		282
oneri per incentivazione all'esodo	12	4	(10)	(4)		2
derivati su commodity		4	(4)			
differenze e derivati su cambi	(36)	(13)	2			(47)
altro	516	126	45	3		690
Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.264)	(20)	70	26		(2.188)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.867	215	113	(116)	(76)	2.003
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	1	2	(163)		(199)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	117	(4)	3	(24)		92
Imposte sul reddito ^(a)	(853)	(98)	(51)	22	27	(953)
Tax rate (%)	43,9	46,2	43,2			50,3
Utile (perdita) netto adjusted	1.092	114	67	(281)	(49)	943
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						943
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						2.047
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(105)
Esclusione special item						(999)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						943

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III Trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.220	21	170	(108)	146	3.449
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(154)		1	(153)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	47		41			88
svalutazioni (riprese di valore) nette	5		35	1		41
plusvalenze nette su cessione di asset	(5)		(2)	(1)		(8)
accantonamenti a fondo rischi	8		(1)			7
oneri per incentivazione all'esodo	5	119	5	2		131
derivati su commodity		(69)	(8)			(77)
differenze e derivati su cambi	(13)	40	(2)			25
altro	(172)	(40)	9	4		(199)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(125)	50	77	6		8
Utile (perdita) operativo adjusted	3.095	71	93	(102)	147	3.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(110)	1	(2)	(149)		(260)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	53	(9)	2	3		49
Imposte sul reddito ^(a)	(1.649)	(33)	(36)	48	(34)	(1.704)
Tax rate (%)	54,3	52,4	38,7			55,1
Utile (perdita) netto adjusted	1.389	30	57	(200)	113	1.389
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.388
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.529
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(108)
Esclusione special item						(33)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.388

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2018	2017	2018	2017
88	Oneri ambientali	85	137	325	208
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette	709	(315)	852	(221)
(8)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(19)	(2.937)	(452)	(3.283)
7	Accantonamenti a fondo rischi	23	282	379	448
131	Oneri per incentivazione all'esodo	19	2	155	49
(77)	Derivati su commodity	121		(133)	146
25	Differenze e derivati su cambi	42	(47)	107	(248)
(173)	Ripristino ammortamenti Eni Norge	(202)		(375)	
(26)	Altro	99	690	287	911
8	Special item dell'utile (perdita) operativo	877	(2.188)	1.145	(1.990)
(23)	Oneri (proventi) finanziari	(35)	268	(85)	502
	<i>di cui:</i>				
(25)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(42)	47	(107)	248
(41)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(503)	468	(859)	372
	<i>di cui:</i>				
(11)	- plusvalenze da cessione	(921)	1	(932)	(163)
(30)	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	380	467	29	537
23	Imposte sul reddito	193	453	96	277
	<i>di cui:</i>				
(38)	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	181		70	
	- riforma fiscale Stati Uniti		115		115
61	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	12	338	26	162
(33)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	532	(999)	297	(839)

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
7.158	Exploration & Production	6.762	5.571	21	25.744	19.525	32
14.153	Gas & Power	14.747	13.541	9	55.677	50.623	10
6.677	Refining & Marketing e Chimica	6.548	5.799	13	25.216	22.107	14
5.504	- Refining & Marketing	5.481	4.787	14	20.646	17.688	17
1.306	- Chimica	1.202	1.130	6	5.123	4.851	6
(133)	- Elisioni	(135)	(118)		(553)	(432)	
386	Corporate e altre attività	459	431	6	1.589	1.462	9
(8.679)	Elisioni di consolidamento	(8.472)	(7.797)		(32.416)	(26.798)	
19.695		20.044	17.545	14	75.810	66.919	13

Costi operativi

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
13.848	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	15.310	13.740	11	55.606	51.548	8
38	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	145	591	(75)	415	913	(55)
790	Costo lavoro	752	687	9	3.093	2.951	5
(1)	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	19	2	..	155	49	..
14.676		16.207	15.018	8	59.114	55.412	7

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
1.492	Exploration & Production	1.462	1.582	(8)	6.152	6.747	(9)
106	Gas & Power	105	85	24	408	345	18
99	Refining & Marketing e Chimica	103	93	11	399	360	11
78	- Refining & Marketing	81	77	5	311	304	2
21	- Chimica	22	16	38	88	56	57
14	Corporate e altre attività	16	15	7	59	60	(2)
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(7)		(30)	(29)	
1.704	Ammortamenti	1.678	1.768	(5)	6.988	7.483	(7)
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette	709	(319)	..	852	(225)	..
1.745	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.387	1.449	65	7.840	7.258	8
53	Radiazioni	26	61	(57)	100	263	(62)
1.798		2.413	1.510	60	7.940	7.521	6

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Esercizio 2018					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	9	(67)	(115)	(15)
Dividendi	193		38		231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	19	(6)	9		22
Altri proventi (oneri) netti	908	25			933
	1.278	28	(20)	(115)	1.171

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

30 Sett. 2018	Var. ass.		31 Dic. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
		(€ milioni)			
26.036	(171)	Debiti finanziari e obbligazionari	25.865	24.707	1.158
6.161	(378)	- Debiti finanziari a breve termine	5.783	4.528	1.255
19.875	207	- Debiti finanziari a lungo termine	20.082	20.179	(97)
(10.327)	(509)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.836)	(7.363)	(3.473)
(6.504)	(48)	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.552)	(6.219)	(333)
(200)	12	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(188)	(209)	21
9.005	(716)	Indebitamento finanziario netto	8.289	10.916	(2.627)
50.868	318	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.186	48.079	3.107
0,18	(0,02)	Leverage	0,16	0,23	(0,07)

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

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2018

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2018 ^(a)
Eni SpA	4.338
Eni Finance International SA	258
	4.596

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

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2018 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2018 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	873	USD	875	2023	fisso	4,00
Eni SpA	873	USD	874	2028	fisso	4,75
Eni Finance International SA	655	USD	657	2027	variabile	
Eni Finance International SA	436	USD	438	2026	variabile	
	2.837		2.844			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

30 Sett. 2018		31 Dic. 2018	31 Dic. 2017
	ATTIVITÀ		
	Attività correnti		
10.327	Disponibilità liquide ed equivalenti	10.836	7.363
6.504	Attività finanziarie destinate al trading	6.552	6.012
	Attività finanziarie disponibili per la vendita		207
281	Altre attività finanziarie correnti	300	316
15.351	Crediti commerciali e altri crediti	14.095	15.421
5.070	Rimanenze	4.651	4.621
128	Attività per imposte sul reddito correnti	191	191
514	Attività per altre imposte correnti	561	729
4.372	Altre attività correnti	2.257	1.573
42.547		39.443	36.433
	Attività non correnti		
59.771	Immobili, impianti e macchinari	60.317	63.158
1.465	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.217	1.283
3.047	Attività immateriali	3.170	2.925
3.830	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.087	3.511
942	Altre partecipazioni	967	219
1.635	Altre attività finanziarie non correnti	1.253	1.675
4.029	Attività per imposte anticipate	3.912	4.078
859	Altre attività non correnti	794	1.323
75.578		78.717	78.172
5.063	Attività destinate alla vendita	295	323
123.188	TOTALE ATTIVITÀ	118.455	114.928
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
	Passività correnti		
2.141	Passività finanziarie a breve termine	2.182	2.242
4.020	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.601	2.286
16.565	Debiti commerciali e altri debiti	16.740	16.748
592	Passività per imposte sul reddito correnti	438	472
1.982	Passività per altre imposte correnti	1.432	1.472
5.027	Altre passività correnti	3.980	1.515
30.327		28.373	24.735
	Passività non correnti		
19.875	Passività finanziarie a lungo termine	20.082	20.179
11.768	Fondi per rischi e oneri	11.882	13.447
1.139	Fondi per benefici ai dipendenti	1.118	1.022
4.518	Passività per imposte differite	4.252	5.900
1.455	Altre passività non correnti	1.503	1.479
38.755		38.837	42.027
3.238	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	59	87
72.320	TOTALE PASSIVITÀ	67.269	66.849
	PATRIMONIO NETTO		
54	Interessenze di terzi	57	49
	Patrimonio netto di Eni:		
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005
36.696	Utili relativi a esercizi precedenti	36.712	35.966
6.292	Riserve per differenze cambio da conversione	6.604	4.818
2.188	Altre riserve	1.676	1.889
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)
(1.513)	Acconto sul dividendo	(1.513)	(1.441)
3.727	Utile (perdita) netto	4.226	3.374
50.814	Totale patrimonio netto di Eni	51.129	48.030
50.868	TOTALE PATRIMONIO NETTO	51.186	48.079
123.188	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	118.455	114.928

CONTO ECONOMICO

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2018	2017	2018	2017
RICAVI					
19.695	Ricavi della gestione caratteristica	20.044	17.545	75.810	66.919
213	Altri ricavi e proventi	65	3.333	1.116	4.058
19.908	Totale ricavi	20.109	20.878	76.926	70.977
COSTI					
(13.848)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(15.310)	(13.740)	(55.606)	(51.548)
(38)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(145)	(591)	(415)	(913)
(790)	Costo lavoro	(752)	(687)	(3.093)	(2.951)
15	Altri proventi (oneri) operativi	25	(10)	129	(32)
(1.704)	Ammortamenti	(1.678)	(1.768)	(6.988)	(7.483)
(41)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(709)	319	(852)	225
(53)	Radiazioni	(26)	(61)	(100)	(263)
3.449	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.514	4.340	10.001	8.012
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
692	Proventi finanziari	925	667	3.966	3.924
(973)	Oneri finanziari	(975)	(1.232)	(4.662)	(5.886)
13	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	2	(19)	32	(111)
31	Strumenti finanziari derivati	(65)	117	(307)	837
(237)		(113)	(467)	(971)	(1.236)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
2	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(418)	(431)	(15)	(267)
88	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.025	55	1.186	335
90		607	(376)	1.171	68
3.302	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.008	3.497	10.201	6.844
(1.772)	Imposte sul reddito	(1.506)	(1.450)	(5.964)	(3.467)
1.530	Utile (perdita) netto	502	2.047	4.237	3.377
Di cui:					
1.529	- azionisti Eni	499	2.047	4.226	3.374
1	- interessenze di terzi	3		11	3
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,42	- semplice	0,14	0,57	1,17	0,94
0,42	- diluito	0,14	0,57	1,17	0,94

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
	2018	2017	2018	2017
Utile (perdita) netto del periodo	502	2.047	4.237	3.377
Componenti non riclassificabili a conto economico	1	(4)	1	(4)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	(15)	(33)	(15)	(33)
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	18		18	
<i>Effetto fiscale</i>	(2)	29	(2)	29
Componente riclassificabili a conto economico	(201)	(548)	1.572	(5.514)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	312	(666)	1.786	(5.573)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>		(7)		(5)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(681)	157	(254)	(6)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	1	4	(22)	69
<i>Effetto fiscale</i>	167	(36)	62	1
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(200)	(552)	1.573	(5.518)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	302	1.495	5.810	(2.141)
di competenza:				
- azionisti Eni	299	1.495	5.799	(2.144)
- interessenze di terzi	3		11	3

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi 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
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2017	48.079
Impatto adozione IFRS 9 e 15	245
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	5.810
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	8
Totale variazioni	2.862
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018	51.186
di competenza:	
- azionisti Eni	51.129
- interessenze di terzi	57

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim.		IV Trim.		Esercizio	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
1.530	Utile (perdita) netto	502	2.047	4.237	3.377
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>				
1.704	Ammortamenti	1.678	1.768	6.988	7.483
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	709	(319)	852	(225)
53	Radiazioni	26	61	100	263
(2)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	418	431	15	267
(19)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(37)	(2.951)	(474)	(3.446)
(39)	Dividendi	(113)	(77)	(231)	(205)
(40)	Interessi attivi	(45)	(68)	(185)	(283)
153	Interessi passivi	185	144	614	671
1.772	Imposte sul reddito	1.506	1.450	5.964	3.467
44	Altre variazioni	(841)	270	(498)	894
	Variazioni del capitale di esercizio:				
(451)	- rimanenze	647	(122)	15	(346)
(12)	- crediti commerciali	1.263	(273)	344	657
960	- debiti commerciali	(67)	1.484	638	284
85	- fondi per rischi e oneri	13	119	(240)	96
(22)	- altre attività e passività	(107)	106	876	749
560	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>1.749</i>	<i>1.314</i>	<i>1.633</i>	<i>1.440</i>
71	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	2	(4)	109	38
60	Dividendi incassati	115	114	275	291
27	Interessi incassati	35	53	87	104
(193)	Interessi pagati	(88)	(90)	(609)	(582)
(1.620)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.472)	(860)	(5.226)	(3.437)
4.102	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.329	3.283	13.651	10.117
	Investimenti:				
(1.752)	- attività materiali	(2.642)	(2.143)	(8.780)	(8.490)
(78)	- attività immateriali	(147)	(45)	(341)	(191)
(29)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(75)		(119)	
3	- partecipazioni	(12)	(7)	(125)	(510)
(39)	- titoli	(74)	(100)	(432)	(316)
(146)	- crediti finanziari	(97)	(216)	(554)	(657)
(77)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	163	(162)	406	152
(2.118)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.884)</i>	<i>(2.673)</i>	<i>(9.945)</i>	<i>(10.012)</i>
	Disinvestimenti:				
18	- attività materiali	54	2.138	1.089	2.745
	- attività immateriali		2	5	2
11	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(236)	2.361	(47)	2.662
	- imposte pagate sulle dismissioni		(401)		(436)
66	- partecipazioni	68	398	195	482
15	- titoli	18	188	61	224
83	- crediti finanziari	138	545	703	999
165	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	7	(1.540)	606	(434)
358	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>49</i>	<i>3.691</i>	<i>2.612</i>	<i>6.244</i>
(1.760)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(2.835)	1.018	(7.333)	(3.768)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2018	2017	2018	2017
2.383	Assunzione di debiti finanziari non correnti	489	437	3.790	1.842
(230)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(878)	(2.682)	(2.757)	(2.973)
(89)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(588)	(543)	(920)	(581)
2.064		(977)	(2.788)	113	(1.712)
(1.510)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(4)		(2.954)	(2.880)
	Dividendi pagati ad altri azionisti			(3)	(3)
554	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(981)	(2.788)	(2.844)	(4.595)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)				7
5	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità	1	(13)	18	(72)
2.901	Flusso di cassa netto del periodo	514	1.500	3.492	1.689
7.440	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.341	5.863	7.363	5.674
10.341	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)	10.855	7.363	10.855	7.363

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2018 comprendono €19 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità, che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2018	2017	2018	2017
(45)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(46)	455	(150)	341

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2018	2017	2018	2017
	Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti				
38	Attività correnti	4		44	
85	Attività non correnti	89		198	
28	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(16)		11	
(44)	Passività correnti e non correnti	(2)		(47)	
107	Effetto netto degli investimenti	75		206	
(50)	Fair value della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo			(50)	
	Bargain purchase			(8)	
57	Totale prezzo di acquisto	75		148	
	<i>a dedurre:</i>				
(28)	Disponibilità liquide ed equivalenti			(29)	
29	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	75		119	
	Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti				
5	Attività correnti	271	22	328	166
87	Attività non correnti	4.794	691	5.079	814
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	767	(264)	785	(252)
(90)	Passività correnti e non correnti	(3.309)	(72)	(3.470)	(205)
2	Effetto netto dei disinvestimenti	2.523	377	2.722	523
(2)	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	115		113	
	Fair value della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(3.521)		(3.521)	
	Fair value business combination	912		912	
11	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	8	1.984	13	2.148
11	Totale prezzo di vendita	37	2.361	239	2.671
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(273)		(286)	(9)
11	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(236)	2.361	(47)	2.662

Investimenti tecnici

III Trim. 2018	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
1.633	Exploration & Production	2.366	1.854	28	8.188	8.012	2
10	- acquisto di riserve proved e unproved	136	5	..	869	5	..
58	- costi geologici e geofisici	101	73	38	287	273	5
103	- ricerca esplorativa	199	56	..	463	442	5
1.449	- sviluppo	1.899	1.698	12	6.506	7.236	(10)
13	- altro	31	22	41	63	56	13
44	Gas & Power	74	60	23	215	142	51
181	Refining & Marketing e Chimica	372	290	28	877	729	20
152	- Refining & Marketing	317	215	47	726	526	38
29	- Chimica	55	75	(27)	151	203	(26)
32	Corporate e altre attività	83	58	43	143	87	64
(2)	Elisioni di consolidamento	(5)	(1)		(15)	(16)	
1.888	Investimenti tecnici	2.890	2.261	28	9.408	8.954	5
58	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	101	73	38	287	273	5
1.830	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	2.789	2.188	27	9.121	8.681	5

Nel 2018 gli investimenti tecnici di €9.121 milioni (€8.681 milioni nel 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.506 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Italia, Nigeria, Congo e Iraq. L'acquisto di riserve proved e unproved di €869 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione e nella concessione offshore Ghasha negli Emirati Arabi Uniti;
- 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; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€139 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€161 milioni) e del business power (€46 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €287 milioni riguardano i costi per prospezioni e studi geologici e geofisici nell'ambito dell'attività esplorativa contabilizzati nei costi operativi.

Performance di sostenibilità

		Esercizio		
		2018	2017	var %
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,33	6,1
Emissioni GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	21,44	22,75	(5,8)
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	43,35	43,15	0,5
- di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		33,89	33,03	2,6
CO ₂ eq da flaring		6,26	6,83	(8,3)
CO ₂ eq da venting		2,12	2,15	(1,4)
CO ₂ eq fuggitive da metano		1,08	1,14	(5,3)
Oil spill operativi (>1 barile)	(migliaia di barili)	2,7	3,3	(18,2)
% acqua di formazione reiniettata	(%)	60	59	1,7

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro (0,35): conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 51% rispetto al 2014.
- **Emissioni dirette di GHG:** 43,35 milioni tCO₂ eq. in linea rispetto al 2017.
- **Emissioni da combustione e da processo:** in aumento del 2,6% principalmente nei settori E&P e R&M e Chimica per effetto degli incrementi produttivi, in parte compensate dalle minori produzioni di energia elettrica del settore G&P.
- **Emissioni da flaring** del settore E&P: -8,3% per effetto del raggiungimento della configurazione di zero flaring in Turkmenistan (campo Burun) e della riduzione del flaring di emergenza.
- **Emissioni fuggitive da metano:** -5,3% beneficiando della prosecuzione delle campagne di monitoraggio ed attività di manutenzione in E&P e G&P.
- **Oil spill operativi:** in riduzione del 18,2% grazie alle misure tecniche adottate da Eni.
- **Acqua di formazione reiniettata** del settore E&P: confermato il trend di miglioramento con una percentuale del 60%.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2018			IV Trim.		Esercizio	
			2018	2017	2018	2017
1.803	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.872	1.892	1.851	1.816
132	Italia		134	146	138	134
181	Resto d'Europa		193	163	194	189
368	Africa Settentrionale		358	542	396	483
324	Egitto		327	240	300	230
346	Africa Sub-Sahariana		377	365	356	347
134	Kazakhstan		162	130	143	132
186	Resto dell'Asia		198	139	178	119
109	America		99	144	123	160
23	Australia e Oceania		24	23	23	22
152	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	157	165	625	622

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2018			IV Trim.		Esercizio	
			2018	2017	2018	2017
886	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	897	861	887	852
55	Italia		57	64	60	53
101	Resto d'Europa		111	80	113	102
168	Africa Settentrionale		160	175	157	161
82	Egitto		67	76	77	72
247	Africa Sub-Sahariana		244	265	247	250
90	Kazakhstan		110	83	94	83
80	Resto dell'Asia		95	47	77	54
61	America		51	69	60	75
2	Australia e Oceania		2	2	2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2018			IV Trim.		Esercizio	
			2018	2017	2018	2017
142	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(mln di metri cubi/giorno)	151	159	149	149
12	Italia		12	13	12	13
13	Resto d'Europa		13	13	13	14
31	Africa Settentrionale		31	57	37	50
37	Egitto		40	25	34	24
15	Africa Sub-Sahariana		21	15	17	15
7	Kazakhstan		8	7	7	7
17	Resto dell'Asia		16	14	16	10
7	America		7	12	10	13
3	Australia e Oceania		3	3	3	3

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (21,6 e 16,4 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2018 e 2017, rispettivamente, 17,9 e 14,9 milioni di metri cubi/giorno nell'esercizio 2018 e 2017, rispettivamente e 17,8 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2018).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

III Trim.		IV Trim.		Esercizio	
2018	(mld di metri cubi)	2018	2017	2018	2017
9,22	ITALIA	8,85	9,62	39,03	37,43
1,95	- Grossisti	1,95	2,25	9,15	8,36
3,89	- PSV e borsa	2,11	2,31	12,49	10,81
1,07	- Industriali	1,30	1,09	4,79	4,42
0,11	- PMI e terziario	0,21	0,27	0,79	0,93
0,38	- Termoelettrici	0,38	0,52	1,50	2,22
0,24	- Residenziali	1,30	1,54	4,20	4,51
1,58	- Autoconsumi	1,60	1,64	6,11	6,18
8,25	VENDITE INTERNAZIONALI	9,87	11,86	37,68	43,40
6,10	Resto d'Europa	7,90	10,26	29,42	38,23
1,00	- Importatori in Italia	1,04	0,99	3,42	3,89
5,10	- Mercati europei	6,86	9,27	26,00	34,34
0,91	<i>Penisola Iberica</i>	1,41	1,24	4,65	5,06
0,24	<i>Germania/Austria</i>	0,46	1,91	1,83	6,95
1,37	<i>Benelux</i>	1,01	1,35	5,29	5,06
0,49	<i>Regno Unito</i>	0,50	0,56	2,22	2,21
1,39	<i>Turchia</i>	1,70	2,08	6,53	8,03
0,65	<i>Francia</i>	1,58	1,94	4,95	6,38
0,05	<i>Altro</i>	0,20	0,19	0,53	0,65
2,15	Resto del Mondo	1,97	1,60	8,26	5,17
17,47	TOTALE VENDITE GAS MONDO	18,72	21,48	76,71	80,83
2,50	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,40	2,40	10,30	8,30

Schemi IFRS Eni SpA

Conto economico

(€ milioni)

	Esercizio	
	2018	2017
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	31.795	28.984
Altri ricavi e proventi	331	2.316
Totale ricavi	32.126	31.300
COSTI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30.622)	(27.185)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(26)	(153)
Costo lavoro	(1.128)	(1.179)
Altri proventi (oneri) operativi	113	(239)
Ammortamenti	(635)	(727)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(13)	(111)
Radiazioni	(1)	(5)
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(186)	1.701
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	1.616	1.682
Oneri finanziari	(1.879)	(2.698)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	33	(110)
Strumenti finanziari derivati	(97)	480
	(327)	(646)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	3.699	2.702
UTILE ANTE IMPOSTE	3.186	3.757
Imposte sul reddito	26	(171)
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	3.212	3.586

Stato patrimoniale

(€ milioni)

	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.654	6.214
Attività finanziarie destinate al trading	6.100	5.793
Altre attività finanziarie correnti	2.689	2.700
Crediti commerciali e altri crediti	5.574	5.887
Rimanenze	1.324	1.389
Attività per imposte sul reddito correnti	66	59
Attività per altre imposte correnti	204	267
Altre attività correnti	1.013	693
	26.624	23.002
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	7.579	7.178
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.200	1.297
Attività immateriali	180	195
Partecipazioni	41.927	42.337
Altre attività finanziarie non correnti	1.975	4.832
Attività per imposte anticipate	1.198	1.152
Altre attività non correnti	565	481
	54.624	57.472
Attività destinate alla vendita	1	2
TOTALE ATTIVITÀ	81.249	80.476
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.435	4.146
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.178	1.973
Debiti commerciali e altri debiti	5.632	6.225
Passività per imposte sul reddito correnti	2	64
Passività per altre imposte correnti	787	809
Altre passività correnti	1.448	872
	15.482	14.089
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.070	18.843
Fondi per rischi e oneri	3.883	3.781
Fondi per benefici ai dipendenti	370	353
Altre passività non correnti	786	881
	23.109	23.858
TOTALE PASSIVITÀ	38.591	37.947
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Altre riserve	36.576	36.001
Acconto sul dividendo	(1.513)	(1.441)
Azioni proprie	(581)	(581)
Utile netto dell'esercizio	3.212	3.586
TOTALE PATRIMONIO NETTO	42.658	42.529
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	81.249	80.476

Rendiconto finanziario

(€ milioni)

	Esercizio	
	2018	2017
Utile netto dell'esercizio	3.212	3.586
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
Ammortamenti	635	727
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	13	111
Radiazioni	1	5
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.152	367
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(12)	(1.996)
Dividendi	(4.851)	(3.061)
Interessi attivi	(162)	(204)
Interessi passivi	500	599
Imposte sul reddito	(26)	171
Altre variazioni	67	230
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	119	(238)
- crediti commerciali	144	241
- debiti commerciali	(238)	335
- fondi per rischi e oneri	121	(195)
- altre attività e passività	(229)	(195)
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(83)</i>	<i>(52)</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	5	42
Dividendi incassati	4.851	3.076
Interessi incassati	158	201
Interessi pagati	(492)	(576)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(55)	55
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.913	3.281
Investimenti:		
- attività materiali	(1.003)	(738)
- attività immateriali	(35)	(35)
- partecipazioni	(743)	(2.586)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(57)	(3.041)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(1.838)</i>	<i>(6.400)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	14	14
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide cedute		2.362
- imposte pagate sulle dismissioni		(301)
- partecipazioni	25	1.033
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.964	1.901
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	11	382
- cessioni rami d'azienda	3	
- titoli strumentali all'attività operativa	1	1
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>3.018</i>	<i>5.392</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	1.180	(1.008)

Rendiconto finanziario (segue)

(€ milioni)

	Esercizio	
	2018	2017
Altre attività finanziarie destinate al trading	(345)	1
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	378	(1.345)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	283	26
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(15)	3.556
Dividendi pagati	(2.954)	(2.880)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.653)	(642)
Flusso di cassa netto del periodo	3.440	1.631
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	6.214	4.583
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	9.654	6.214