



Roma
28 febbraio 2020

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

Eni: risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2019

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari¹

III Trim. 2019			IV Trim.			Esercizio		
			2019	2018	var %	2019	2018	var %
61,94	Brent dated	\$/barile	63,25	67,76	(7)	64,30	71,04	(9)
1,112	Cambio medio EUR/USD		1,107	1,141	(3)	1,119	1,181	(5)
55,70	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	57,13	59,37	(4)	57,44	60,15	(5)
131	PSV	€/mgl mc	158	274	(42)	171	260	(34)
1.888	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.921	1.872	3	1.871	1.851	1
2.159	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	1.805	2.992	(40)	8.597	11.240	(24)
2.141	di cui: E&P		2.051	2.928	(30)	8.640	10.850	(20)
93	G&P		143	42	240	654	543	20
145	R&M e Chimica		(186)	143	..	(48)	380	..
776	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		546	1.450	(62)	2.876	4.583	(37)
0,22	per azione - diluito (€)		0,15	0,40		0,80	1,27	
523	Utile (perdita) netto ^(b)		(1.891)	399	..	148	4.126	(96)
0,15	per azione - diluito (€)		(0,53)	0,12		0,04	1,15	
2.602	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(c)		2.611	3.277	(20)	12.139	12.662	(4)
2.055	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.725	4.325	(14)	12.392	13.647	(9)
1.791	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		2.154	2.424	(11)	7.734	7.939	(3)
12.709	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.477	8.289	38	11.477	8.289	38
18.517	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		17.125	n.a.		17.125	n.a.	
51.471	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		47.900	51.073	(6)	47.900	51.073	(6)
0,25	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,24	0,16		0,24	0,16	
0,36	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,36	n.a.		0,36	n.a.	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 20.

(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 ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

(d) Esclude bonus pagati per acquisto riserve, acquisizioni di equity interest ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2019 (non sottoposti a revisione contabile). Convocata l'Assemblea degli azionisti.

Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel 2019 abbiamo conseguito risultati eccellenti, nonostante lo scenario decisamente negativo, caratterizzato da discontinuità geopolitiche e da uno scenario prezzi certamente meno favorevole rispetto al 2018. Questo grazie alla strategia perseguita negli ultimi anni che ci ha consentito di crescere e di rafforzare la nostra resilienza. In particolare nel business Upstream abbiamo raggiunto la produzione record di 1,87 milioni di barili giorno e conseguito il rimpiazzo del 117% delle riserve prodotte.

Particolarmente positivi sono stati i risultati conseguiti nei business Gas & Power e Marketing oil, mentre la Raffinazione e la Chimica hanno scontato quest'anno scenari particolarmente negativi, mitigati dalle azioni di ristrutturazione messe in atto nel recente passato. Infine durante l'anno sono proseguite le attività di espansione del business di generazione rinnovabile, delle "bio-raffinerie", con l'entrata in produzione di Gela, e di miglioramento del profilo carbonico del nostro portafoglio, in preparazione del piano di maggiore espansione che verrà perseguito nei prossimi anni.

A questi risultati si aggiunge l'opera di diversificazione attuata attraverso la crescita Upstream in Norvegia e negli Emirati Arabi Uniti che conferisce al portafoglio ulteriore solidità. Inoltre l'acquisto del 20% della capacità di raffinazione nel sito di Ruwais negli Emirati rende la nostra raffinazione meglio predisposta ad affrontare cicli sfavorevoli di mercato.

Eni oggi è un'azienda in netta crescita e molto solida dal punto di vista finanziario: la generazione di cassa operativa pari a €12,1 miliardi, in crescita a parità di scenario, è risultata superiore per €1 miliardo alla spesa per investimenti di €7,7 miliardi e alla crescente remunerazione degli azionisti, che compreso il buy back, è stata di €3,4 miliardi. Sulla base di questi risultati il Consiglio di Amministrazione odierno ha approvato la proposta di distribuzione di un dividendo pari a €0,86 per azione di cui €0,43 già distribuiti a settembre".

¹ I valori economici, patrimoniali e finanziari del terzo e del quarto trimestre e del preconsuntivo 2019 recepiscono gli effetti dell'IFRS 16 sulla contabilizzazione dei lease. Per consentire un confronto omogeneo con i corrispondenti periodi del 2018 non rideterminato secondo il nuovo principio, gli effetti di quest'ultimo sono evidenziati nel commento dei singoli valori influenzati e complessivamente nei prospetti alle pag. 18-19.

Highlight

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi a livelli record:**
 - **media annua: 1,87 milioni boe/giorno**, quarto trimestre a 1,92 milioni boe/giorno;
 - al netto degli effetti prezzo/portafoglio crescita dell'1,7% in entrambi i periodi considerati. Escludendo gli effetti della cessazione del contratto produttivo Intisar avvenuto nel terzo trimestre 2018, la variazione annua si ridetermina in +5%;
 - **contributo da avvii/ramp-up: 253 mila boe/giorno**, trainato dalla crescita di Zohr, dal raggiungimento del plateau dei progetti libici avviati nel 2018 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2), da incrementi in Ghana e Angola e dagli start-up in Messico, Norvegia, Egitto e Algeria, in grado di più che compensare i minori ritiri di gas in varie geografie per eccesso di offerta del mercato mondiale e i declini di giacimenti maturi.
- **Avvii di produzione 2019:**
 - **Area 1** nell'offshore del Messico, in anticipo a soli undici mesi dalla decisione finale di investimento;
 - in Egitto il progetto gas **Baltim SW**, all'interno della Great Nooros Area, a soli diciannove mesi dalla decisione finale di investimento, e le recenti scoperte a olio near-field nell'**area di sviluppo di South West Melehia** e di **Sidri South**;
 - **Trestakk** in Norvegia, **Berkine Nord** olio in Algeria, **Nasr** fase 2 in EAU;
 - giacimento a olio **Agogo** nel blocco offshore 15/06 in Angola a soli nove mesi dalla scoperta, in sinergia con le FPSO presenti nell'area.
- **Portafoglio:**
 - Vår Energi, la JV tra Eni (70%) e HitecVision (30%), ha completato l'acquisizione degli asset upstream di ExxonMobil in **Norvegia**, con una produzione di 150 mila boe/giorno, per il corrispettivo di \$4,5 miliardi interamente finanziati dalla JV. L'operazione ha valenza strategica per Eni e per Vår Energi che diventa il secondo operatore upstream in Norvegia con l'obiettivo di produrre oltre 350 mila boe/giorno al 2023 grazie allo sviluppo dei progetti in portafoglio;
 - cedute a **Qatar Petroleum** quote in blocchi esplorativi in **Marocco**, **Mozambico** e **Kenya**, quest'ultima in attesa di ratifica;
 - finalizzata la **cessione a Neptune del 20% del blocco East Sepinggan**, situato nell'offshore di East Kalimantan in Indonesia, che include il giacimento di Merakes e la scoperta di Merakes East. Eni rimane operatore con il 65%.
 - **ottenuta la decisione finale d'investimento per cinque progetti:** l'espansione dell'impianto LNG Bonny di proprietà della Nigeria LNG che aumenterà la capacità produttiva a oltre 30 Mtpa nel 2024, Berkine Nord fase 2 in Algeria, Dalma Hub in EAU, Agogo in Angola nonché Balder X in Norvegia.
- **Riserve certe a fine anno:** 7,3 miliardi boe, con un life index di 10,6 anni;
 - tasso di rimpiazzo all sources: 117%;
 - tasso di rimpiazzo organico: 92% (100% escluso l'effetto prezzo) ovvero 98% in media triennale.
- **Successi esplorativi:**
 - nel 2019 scoperte nuove **risorse esplorative per circa 820 milioni di boe**, con un costo esplorativo unitario di 1,5 \$/boe;
 - risultati eccellenti nel **Blocco 15/06** (Eni operatore con il 36,8%) nell'**offshore** dell'**Angola** con tre scoperte (Agogo, Ndungu e Agidigbo), che assieme a quelle di fine 2018 (Kalimba e Afoxè), hanno

consentito di incrementare di ulteriori 2 miliardi di barili di olio in posto il nuovo potenziale minerario dell'area;

- **importanti scoperte near-field** in Egitto (tre) e in Nigeria (una), prontamente collegate alle infrastrutture produttive esistenti con rapido time-to-market;
- promettenti risultati nel tema gas/condensati in **Vietnam**, nel prospect esplorativo Ken Bau (Eni operatore con il 50%) e in **Ghana** nel CTP-Blocco 4 (Eni operatore con il 42,47%);
- tre scoperte della JV Vår Energi nel **Mare del Nord norvegese**;
- prima scoperta a gas e condensati nell'**Emirato di Sharjah** (EAU), nel prospecto esplorativo Mahani-1, a solo un anno dalla firma degli accordi di concessione.
- **Rinnovo portafoglio titoli minerari:** nel corso del 2019 acquisite nuove superfici per complessivi 36.000 chilometri quadrati in Algeria, Bahrain, Cipro, Costa d'Avorio, EAU, Egitto, Kazakhstan, Messico, Mozambico, Norvegia nonché Albania e Angola, quest'ultime in attesa di ratifica.
- **Utile operativo adjusted Exploration & Production:** €2,1 miliardi nel trimestre 2019 (-30% rispetto al trimestre 2018); €8,6 miliardi nell'esercizio (-20% rispetto al periodo di confronto). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dello scenario, dello IFRS 16 e dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'abbandono capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti, il risultato è aumentato del 10% nel trimestre (+7% nell'anno) per effetto della crescita delle produzioni. In particolare i maggiori volumi e le nuove produzioni più remunerative hanno parzialmente recuperato l'effetto scenario pari a -€0,8 miliardi nel trimestre (-€2,2 miliardi nell'anno), determinato principalmente dai minori prezzi del gas con particolare effetto sulle vendite in Europa.

Gas & Power

- **Business retail:**
 - 9,42 milioni punti di consegna a fine 2019, +230 mila unità rispetto al 2018 grazie alla crescita nel business power e all'estero;
 - acquisito il 70% della società Evolvere, grazie alla quale Eni diventa leader nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia.
- **Business wholesale gas:** progressi nella rinegoziazione del portafoglio grazie al rinnovo degli accordi con Sonatrach per l'importazione del gas algerino in Italia fino al 2027 e l'estensione del contratto di trasporto tramite il gasdotto tunisino onshore e quello offshore.
- **Business GNL:** firmati accordi di approvvigionamento di lungo termine con la Nigeria LNG relativi a 2,6 milioni di tonnellate/anno di GNL dal 2021.
- **Utile operativo adjusted G&P:** €143 milioni nel quarto trimestre 2019 più che triplicato rispetto al quarto trimestre 2018 grazie alle ottimizzazioni del portafoglio degli asset gas e power in Europa che ha sfruttato l'elevata volatilità del mercato e alla performance in crescita del retail. Utile operativo adjusted annuo pari a €654 milioni.

Refining & Marketing e Chimica

- Perfezionata l'**acquisizione del 20% di ADNOC Refining** in Abu Dhabi, per il corrispettivo di \$3,24 miliardi. L'operazione che incrementa del 35% la capacità di raffinazione si inquadra nella strategia di Eni volta a diversificare geograficamente il portafoglio complessivo e a renderlo maggiormente bilanciato lungo la catena del valore.
- **Avviata** nel mese di agosto la **bioraffineria di Gela**, in fase di ramp-up verso la capacità di lavorazione target di 750.000 tonnellate/anno.
- **Lavorazioni bio** aumentate del 23% nel 2019.
- Versalis potenzia il **business green chemicals/economia circolare** con il lancio di una linea di

prodotti polietilene/polistirene realizzati mediante riciclo meccanico di rifiuti di plastica. Proseguono le attività per l'avvio della produzione su scala industriale di bioetanolo da biomasse.

- **Risultato adjusted Refining & Marketing:** perdita operativa di €62 milioni nel trimestre (utile operativo di €220 milioni nell'anno) a causa della debolezza dello scenario di raffinazione, attenuato dalla solida performance del marketing. Contributo da parte di ADNOC Refining pari a €23 milioni a partire dalla data di acquisizione.
- **Margine di raffinazione di breakeven:** si attesta a 5,8 \$/barile nel 2019, 3,5 \$/barile a scenario di budget, a causa del generale apprezzamento dei greggi pesanti rispetto al greggio di riferimento Brent e alla minore valorizzazione dei prodotti, in particolare basi lubrificanti e benzine.
- **Risultato adjusted della Chimica:** perdita operativa di €124 milioni nel trimestre per effetto di uno scenario depresso. Perdita operativa di €268 milioni nei dodici mesi che sconta oltre lo scenario, l'incidente occorso a gennaio allo steam-cracker di Priolo e altre fermate non programmate.

Energy Solutions, decarbonizzazione ed economia circolare

- **Intensità emissiva upstream: 19,6 tCO₂ eq./migliaia di boe**, ottenuta in sei anni una riduzione del 27% rispetto alla baseline 2014.
- **Energy Solutions:** a fine 2019, **installata capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** per complessivi 167 MW, di cui 82 MW in Italia e circa 86 MW in altri Paesi. Entro febbraio 2020, completata la costruzione degli impianti di Badamsha in Kazakhstan e Volpiano in Italia, raggiungendo una capacità complessiva di oltre 190 MW. Includendo gli impianti in corso di acquisizione da Falck Renewables negli Stati Uniti, la capacità installata ammonta a circa 250 MW.
- **Accordo con Falck Renewables** per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli **Stati Uniti**, con l'obiettivo di almeno 1 GW di capacità installata entro fine 2023.
- A seguito di due aste competitive, assegnazione alla controllata ArmWind LLP in Kazakhstan dei **diritti per la costruzione di un impianto fotovoltaico** da 50 MW nel Sud del Paese e dei **permessi per la realizzazione di un ulteriore parco eolico** da 48 MW nei pressi di Badamsha.
- **Ingresso nel settore dei progetti "forestry"** per la conservazione delle foreste: in accordo con BioCarbon Partners, è stato acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project in Zambia un progetto qualificato REDD+ con l'impegno ad acquistare per 20 anni, fino al 2038, crediti di carbonio.
- Firmati numerosi accordi e collaborazioni con partner pubblici e privati per lo **sviluppo dell'economia circolare** aventi come obiettivo il riciclo/riuso dei rifiuti organici e non, per la produzione di materie prime energetiche, nonché per la sperimentazione di sistemi innovativi di produzione di energia rinnovabile.
- Firmato in **Angola** un Memorandum of Understanding (MoU) per lo sviluppo di progetti sociali e di sostenibilità aventi come target una comunità di almeno 180.000 persone, in linea con gli SDGs dell'ONU, compresa la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 50 MW.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €1,80 miliardi nel trimestre, -40% (€8,60 miliardi nell'esercizio, -24%). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 9% nel trimestre (+5% nell'anno).
- **Utile netto adjusted:** €0,55 miliardi nel trimestre, -62% (-61% escludendo gli effetti IFRS 16); €2,88 miliardi nell'anno, -37% (-35% escludendo gli effetti IFRS 16).
- **Risultato netto:** perdita netta di €1,89 miliardi nel trimestre 2019; utile netto di €0,15 miliardi nell'anno.

- **Generazione di cassa ante working capital a costi di rimpiazzo**²: €2,6 miliardi nel trimestre, -20%; €12,1 miliardi su base annua in leggera riduzione rispetto al 2018 (-4%) nonostante il rilevante peggioramento dello scenario (prima dell'effetto IFRS 16, €2,4 miliardi nel trimestre; €11,4 miliardi nell'esercizio). Il flusso di cassa è risultato superiore di circa €1 miliardo alla spesa per investimenti netti di €7,73 miliardi e alla remunerazione degli azionisti di €3,4 miliardi sotto forma di dividendi e riacquisto azioni proprie.
- **Generazione di cassa operativa**: €3,73 miliardi nel quarto trimestre (-14%); €12,39 miliardi nell'anno (-9%) su cui ha inciso il pagamento straordinario legato alla definizione di un arbitrato (circa €330 milioni).
- **Investimenti netti**: €7,73 miliardi nell'esercizio al netto dell'acquisizione del 20% di ADNOC Refining e di riserve per l'ammontare complessivo di €3,3 miliardi (effetti IFRS 16 non significativi).
- **Indebitamento finanziario netto**: escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, il debito netto si determina in €11,5 miliardi, in aumento del 38% rispetto al 31 dicembre 2018 in relazione principalmente all'acquisizione del 20% di ADNOC Refining (€2,9 miliardi). Includendo gli effetti dello IFRS 16: €17,13 miliardi, di cui circa €2 miliardi relativi alla lease liability di competenza dei joint operator upstream.
- **Leverage**: escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, leverage a 0,24, in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 (0,16). Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,36; 0,32 al netto della quota di lease liability di competenza dei partner E&P.
- **Buy-back**: completato a fine 2019 il programma di acquisto di azioni proprie da €400 milioni (acquistate 28,6 milioni di azioni).
- **Proposta dividendo 2019**³: €0,86 per azione di cui €0,43 già pagati come acconto.
- **Cash neutrality**: finanziati gli investimenti netti e il dividendo con il flusso di cassa operativo allo scenario Brent di 59 \$/barile; 64 \$/barile esclusi gli effetti IFRS 16. La cash neutrality allo scenario di budget si ridetermina in 50 \$/barile; 55 \$/barile escludendo gli effetti degli IFRS 16.

Outlook 2020

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a breve/medio e lungo termine saranno illustrati nella Strategy Presentation prevista nella giornata odierna e nella Relazione Finanziaria Annuale 2019. Il contenuto della Strategy Presentation è diffuso con un comunicato stampa emesso nella giornata odierna disponibile sul sito web di Eni (eni.com) e diffuso secondo le altre modalità previste dai listing standard.

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

³ Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti, che si terrà in un'unica convocazione il 13 maggio 2020, la distribuzione di un dividendo di €0,86 per azione (€0,83 nel 2018) di cui €0,43 distribuiti nel settembre 2019 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,43 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2020 con stacco cedola il 18 maggio 2020.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione, riserve e prezzi

III Trim.		IV Trim.			Esercizio			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
Produzioni								
893	Petrolio	mgl di barili/g	926	897	3,2	893	887	0,7
152	Gas naturale	mln di metri cubi/g	152	151	0,7	150	149	0,7
1.888	Idrocarburi (a)(b)	mgl di boe/g	1.921	1.872	2,6	1.871	1.851	1,1
Prezzi medi di realizzo								
56,90	Petrolio	\$/barile	59,06	61,22	(4)	59,26	65,47	(9)
159	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	169	216	(22)	175	184	(5)
40,99	Idrocarburi	\$/boe	43,44	48,05	(10)	43,54	47,48	(8)

(a) Il dato include circa 4 mila boe/giorno e 10 mila boe/giorno cumulati, prevalentemente gas, rispettivamente nel quarto trimestre 2019 e nel 2019 per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long-term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation.

(b) Con effetto 1 gennaio 2019, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00653 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00647 barili di petrolio). L'effetto sulle produzioni è di 9.000 boe/giorno nel quarto trimestre e nell'anno. I precedenti trimestri 2019 sono stati coerentemente riesposti. Per maggiori informazioni vedi pag.18.

- La **produzione di idrocarburi** nel trimestre è stata di 1,921 milioni di boe/giorno (1,871 milioni è la media annua). Escludendo gli effetti delle operazioni di portafoglio e dell'effetto prezzo, la produzione ha registrato una crescita dell'1,7% in entrambi i reporting period. Inoltre il confronto dell'anno è penalizzato dagli effetti della chiusura del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta dal terzo trimestre 2018 al netto della quale, la variazione si ridetermina in circa +5%. La performance produttiva è stata sostenuta dal ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia, Ghana e Angola, dagli start-up in Messico, Norvegia, Egitto e Algeria (per un contributo complessivo di circa 250 mila boe/giorno), da incrementi in Nigeria, nonché Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti nell'anno. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione di gas in Indonesia a causa della riduzione della domanda gas in Asia, in Venezuela per la situazione contingente nel Paese, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e Angola.
- La **produzione di petrolio** nel trimestre è stata di 926 mila barili/giorno, in aumento di 29 mila barili/giorno, pari al 3,2%, rispetto al trimestre 2018 (893 mila barili/giorno nell'anno). Gli start-up e ramp-up del periodo, in particolare in Messico, Libia e Ghana, e la crescita produttiva negli Emirati Arabi Uniti e Nigeria sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive, in particolare in Congo, dalla minore produzione in Venezuela e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** nel trimestre è stata di 152 milioni di metri cubi/giorno (150 milioni di metri cubi/giorno nell'anno), in aumento dell'1% in entrambi i reporting period. I ramp-up di periodo, in particolare in Egitto e Ghana e la crescita in Nigeria sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia e Venezuela nonché dal declino dei giacimenti maturi.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2018	7.153
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito	628
<i>di cui: Effetto prezzo</i>	<i>(58)</i>
Portfolio	170
Produzione	(683)
Riserve certe al 31 dicembre 2019	7.268
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 117
Tasso di rimpiazzo organico	92
Tasso di rimpiazzo organico, al netto dell'effetto prezzo	100

- Nel 2019 le **promozioni nette di riserve certe** sono state di 628 milioni di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime. L'acquisto di riserve ha riguardato in particolare l'operazione di Vår Energi in Norvegia, al netto di cessioni in Indonesia ed Ecuador. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico del 92% e all sources del 117%. L'effetto prezzo è stato negativo per 58 milioni di boe, al netto del quale il tasso di rimpiazzo si ridetermina in 100%.
- La vita residua delle riserve è di 10,6 anni (10,6 anni nel 2018).
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2019.

Risultati

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
2.162	Utile (perdita) operativo	830	2.426	(66)	7.417	10.214	(27)
(21)	Esclusione special items	1.221	502		1.223	636	
2.141	Utile (perdita) operativo adjusted	2.051	2.928	(30)	8.640	10.850	(20)
(119)	Proventi (oneri) finanziari netti	(40)	63		(362)	(366)	
50	Proventi (oneri) su partecipazioni	114	88		312	285	
(1.267)	Imposte sul reddito	(1.297)	(1.521)		(5.154)	(5.814)	
61,1	tax rate (%)	61,0	49,4		60,0	54,0	
805	Utile (perdita) netto adjusted	828	1.558	(47)	3.436	4.955	(31)
	I risultati includono:						
69	Costi di ricerca esplorativa:	114	119	(4)	489	380	29
66	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	63	101		275	287	
3	- radiazione di pozzi di insuccesso	51	18		214	93	
1.559	Investimenti tecnici	1.775	2.265	(22)	6.996	7.901	(11)

- Nel quarto trimestre 2019 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.051 milioni con una riduzione del 30% rispetto al quarto trimestre 2018 (€8.640 milioni nell'anno, -20%) su cui hanno inciso i seguenti fattori: (i) il contributo nel 2018 della ex-controllata Eni Norge; (ii) l'effetto dello IFRS 16; (iii) l'effetto negativo dello scenario (€0,77 miliardi nel trimestre e €2,23 miliardi nell'anno) riferito in particolare alla flessione dei prezzi del gas di produzione, nonché al minor margine sulla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati sul mercato europeo. Tale minor margine non è riflesso nei prezzi di realizzo del gas di cui alla tabella di pag. 6 che sono relativi al solo gas equity e (iv) l'effetto della riduzione dei tassi di interesse sull'attualizzazione dell'asset retirement cost che ha determinato maggiori ammortamenti per circa €200 milioni. Al netto degli effetti descritti, il risultato è in crescita del 10% nel quarto trimestre (+7% nell'anno) per effetto di una migliore performance dovuta all'effetto positivo volume/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività, in parte compensata da maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso.

L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi, inclusi nelle produzioni, pagati dall'acquirente in applicazione della clausola take-or-pay, ma non ritirati, nell'ambito di un contratto di fornitura long-term, per i quali il management ha valutato remota la probabilità che il buyer eserciti il diritto di prelievo in successivi reporting period entro le scadenze contrattuali.

- L'**utile netto adjusted** di €828 milioni nel quarto trimestre 2019 è diminuito del 47% (€3.436 milioni nell'anno, -31%) per effetto della riduzione dell'utile operativo. Il risultato della gestione partecipazioni comprende la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (€84 milioni nel trimestre e €122 milioni nell'anno) e i dividendi di Nigeria LNG (€80 milioni e €186 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio), parzialmente compensati dalle perdite delle joint venture in Venezuela. L'incremento del tax rate adjusted rispettivamente di 12 e 6 punti percentuali nei due reporting period è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in paesi a più elevata fiscalità e alla riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico.

Il cash tax rate si attesta al 30%.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Gas & Power

Vendite

III Trim.		IV Trim.			Esercizio			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
131	PSV	€/mgl di metri cubi	158	274	(42)	171	260	(34)
108	TTF		133	261	(49)	142	243	(42)
Vendite di gas naturale		mld di metri cubi						
8,72	Italia		8,67	8,85	(2)	37,85	39,03	(3)
6,20	Resto d'Europa		6,90	7,90	(13)	27,07	29,42	(8)
1,11	di cui: Importatori in Italia		1,14	1,04	10	4,37	3,42	28
5,09	Mercati europei		5,76	6,86	(16)	22,70	26,00	(13)
1,93	Resto del Mondo		1,52	1,97	(23)	8,15	8,26	(1)
16,85	Totale vendite gas mondo		17,09	18,72	(9)	73,07	76,71	(5)
2,50	di cui: vendite di GNL		2,70	2,40	13	10,10	10,30	(2)
10,18	Vendita di energia elettrica	terawattora	9,92	9,90	0	39,49	37,07	7

- Nel quarto trimestre 2019 le **vendite di gas naturale** di 17,09 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 9% rispetto al quarto trimestre 2018. Il calo delle vendite in Italia (-2% a 8,67 miliardi di metri cubi) ha riguardato principalmente i segmenti industriale e residenziale, in parte compensato dai maggiori volumi venduti all'hub. Le vendite sui mercati europei pari a 5,76 miliardi di metri cubi si riducono del 16% a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio e dei minori volumi in Turchia, Spagna e Francia. Su base annua, le vendite di gas naturale ammontano a 73,07 miliardi di metri cubi con una riduzione del 5% (-3,64 miliardi di metri cubi rispetto al 2018). In Italia le vendite pari a 37,85 miliardi di metri cubi diminuiscono del 3% principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati al settore grossisti, all'hub e residenziale, in parte compensati dalle maggiori vendite al settore termoelettrico. Le vendite sui mercati europei (22,70 miliardi di metri cubi) sono in riduzione del 13% a causa delle minori vendite registrate presso tutti i mercati di presenza ad eccezione di Germania, Austria e Grecia.
- Le **vendite di energia elettrica** del quarto trimestre pari a 9,92 TWh sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto, su base annua ammontano a 39,49 TWh, con un incremento del 7% per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

Risultati

III Trim.		IV Trim.			Esercizio			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
(24)	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	270	53	..	699	629	11
117	Esclusione special item		(127)	(11)		(45)	(86)	
93	Utile (perdita) operativo adjusted		143	42	240	654	543	20
96	- Gas & LNG Marketing and Power		27	(48)	156	376	342	10
(3)	- Eni gas e luce		116	90	29	278	201	38
(14)	Proventi (oneri) finanziari netti		2	1		(23)	(4)	
(18)	Proventi (oneri) su partecipazioni		6	7		(11)	9	
(15)	Imposte sul reddito		(57)	(42)		(194)	(238)	
24,6	tax rate (%)		37,7	84,0		31,3	43,4	
46	Utile (perdita) netto adjusted		94	8	..	426	310	37
50	Investimenti tecnici		81	74	9	230	215	7

- Nel quarto trimestre 2019 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €143 milioni, più che triplicando l'utile dello stesso trimestre dell'anno precedente (€654 milioni nell'anno; +20%). La performance nell'anno del business wholesale gas riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas e power in Europa che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile. Tale trend è stato parzialmente assorbito, nell'anno, dalla riduzione del risultato del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail gas&power ha conseguito un notevole miglioramento di performance (crescita del 29% e del 38% dell'utile operativo adjusted rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio) grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.

- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €94 milioni, in netto miglioramento rispetto al periodo di confronto (€8 milioni). Nell'anno l'utile netto adjusted si attesta a €426 milioni, in aumento del 37%.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim.			IV Trim.			Esercizio		
2019			2019	2018	var %	2019	2018	var %
6,0	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,2	3,4	24	4,3	3,7	16
5,65	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,86	5,10	(5)	20,70	20,68	0
0,61	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,64	0,45	42	2,04	2,55	(20)
6,26	Totale lavorazioni		5,50	5,55	(1)	22,74	23,23	(2)
94	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	85	89		88	91	
85	Lavorazioni bio	mgl ton	126	87	45	311	253	23
Marketing								
2,19	Vendite rete Europa	mln ton	2,02	2,09	(3)	8,25	8,39	(2)
1,53	Vendite rete Italia		1,42	1,48	(4)	5,81	5,91	(2)
0,66	Vendite rete resto d'Europa		0,60	0,61	(2)	2,44	2,48	(2)
23,7	Quota mercato rete Italia	%	23,4	23,9		23,7	24,0	
2,83	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,65	2,60	2	10,31	10,36	(0)
2,07	Vendite extrarete Italia		1,93	1,99	(3)	7,68	7,54	2
0,76	Vendite extrarete resto d'Europa		0,72	0,61	18	2,63	2,82	(7)
Chimica								
1,09	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,03	1,19	(13)	4,29	4,94	(13)
68	Tasso utilizzo impianti	%	68	73		67	76	

- Nel quarto trimestre 2019 il **marginatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) è stato di 4,2 \$/barile, in crescita del 24% (su base annua è pari a 4,3 \$/barile, +16%). Nonostante ciò, ha influito negativamente in particolare nel trimestre, l'apprezzamento dei greggi rispetto al Brent e uno scenario prodotti meno favorevole.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** del quarto trimestre 2019 sono state di 5,50 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea con il quarto trimestre 2018. Il maggior peso delle fermate 2019 e dell'upset di Milazzo, nonché le minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno per effetto scenario, sono state quasi interamente assorbite da maggiori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, per riavvio del Topping di Vohburg e di Taranto. Nell'anno le lavorazioni di 22,74 milioni di tonnellate sono in lieve riduzione (-2%) a causa dei fenomeni descritti nel trimestre ai quali si aggiungono minori lavorazioni a Milazzo per eventi climatici avversi, minori lavorazioni presso Bayernoil, per l'indisponibilità di Vohburg nei precedenti trimestri e della raffineria partecipata di PCK, a causa della contaminazione dell'oleodotto di Druzhba.
- I **volumi di lavorazione bio** sono aumentati del 45% rispetto al quarto trimestre 2018 (+23% nell'anno), a seguito dell'avvio produttivo della bioraffineria di Gela avvenuto ad agosto, in fase di ramp-up, mentre la bioraffineria di Venezia ha risentito di maggiori fermate non programmate.
- Le **vendite rete in Italia** del trimestre pari a 1,42 milioni di tonnellate sono in flessione del 4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (su base annua 5,81 milioni di tonnellate, -2% rispetto al 2018) per minori vendite di gasolio e benzina principalmente nel segmento autostradale. In significativo aumento i volumi commercializzati nel segmento premium. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 23,4% in leggera flessione rispetto al 2018 (23,9%) in un contesto di consumi decrescenti.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,93 milioni di tonnellate diminuiscono del 3% rispetto al periodo di confronto principalmente per minori vendite di gasolio e jet fuel; nell'anno le vendite pari a 7,68 milioni di tonnellate hanno registrato un incremento del 2% grazie ai maggiori volumi di gasolio, bitumi e benzina in parte compensati da minori vendite di jet fuel, bunker e GPL.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,32 milioni di tonnellate sono in aumento dell'8% rispetto al trimestre 2018 e riflettono principalmente i maggiori volumi commercializzati in Germania in seguito al riavvio della produzione da Bayernoil e in Spagna. Nell'anno le vendite si riducono del 4% principalmente per l'indisponibilità di produzione in Germania.

- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel trimestre di 1,03 milioni di tonnellate sono diminuite del 13%. La flessione ha interessato tutti i segmenti, con i maggiori cali registrati da intermedi e polietilene, a causa della minore domanda da parte dei principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive, e dei minori consumi di "plastiche mono-uso" per i vincoli normativi e crescente sensibilità al tema ambientale da parte dei consumatori. La flessione del 13% su base annua sconta oltre alla debolezza del mercato in tutti i segmenti, l'indisponibilità dell'hub di Priolo a causa di un incidente a inizio anno con successivo ramp-up fino alla piena operatività conseguita a fine luglio e di altre fermate non programmate, in particolare per i cracker di Porto Marghera e Dunkerque con ripercussioni su tutta la filiera.
- **Scenario margini prodotti chimici** depresso, con il polietilene in negativo e cali del 17% e 13% rispettivamente per stirenici ed elastomeri a causa della debolezza del mercato e della competizione da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose (cracker a etano).

Risultati

III Trim.	2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2019	2018	var %	2019	2018	var %
(68)	Utile (perdita) operativo		(1.012)	(946)	(7)	(854)	(380)	..
129	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(3)	747		(318)	234	
84	Esclusione special item		829	342		1.124	526	
145	Utile (perdita) operativo adjusted		(186)	143	..	(48)	380	..
215	- Refining & Marketing		(62)	171	..	220	390	(44)
(70)	- Chimica		(124)	(28)	..	(268)	(10)	..
(4)	Proventi (oneri) finanziari netti		(7)	2		(11)	11	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni		28	(6)		37	(2)	
(56)	Imposte sul reddito		36	(44)		(53)	(151)	
39,2	tax rate (%)		..	31,7		..	38,8	
87	Utile (perdita) netto adjusted		(129)	95	..	(75)	238	..
231	Investimenti tecnici		285	372	(23)	933	877	6

- Nel quarto trimestre 2019 **Refining & Marketing** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €62 milioni, rispetto all'utile operativo di €171 milioni del quarto trimestre 2018 (€220 milioni l'utile operativo nel 2019, -44%). La minore performance del business rispetto ai comparative period è dovuta al deterioramento dello scenario di raffinazione, in particolare al generale apprezzamento dei greggi rispetto al greggio di riferimento Brent, nonché allo scenario dei prodotti, in particolare i lubrificanti, e all'indisponibilità di alcuni impianti. La buona performance del marketing ha attenuato la contrazione dei margini della raffinazione.
- I risultati della **Chimica** nel corso del 2019 con **perdite operative adjusted** di €124 milioni e €268 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'esercizio 2019 sono stati pesantemente condizionati da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, in particolare l'automotive, e dalla minore domanda di "plastiche mono-uso". Inoltre, in un mercato globale in contrazione la pressione sui margini è stata accentuata dalla pressione competitiva da parte di produttori a basso costo delle materie prime (ad esempio i produttori USA che utilizzano i cracker a etano). Questo ha determinato spread dei prodotti rispetto alla carica su valori non remunerativi per il polietilene e significative flessioni negli stirenici e negli elastomeri. Infine, il risultato è stato influenzato in misura significativa dall'incidente occorso all'hub di Priolo, tornato in piena operatività solo a fine luglio, e da altre fermate non programmate.
- La **perdita netta adjusted** è stata pari a €129 milioni nel trimestre (€75 milioni nell'esercizio). Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Risultati di gruppo

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
16.686	Ricavi della gestione caratteristica	16.215	20.056	(19)	69.881	75.822	(8)
1.861	Utile (perdita) operativo	(178)	1.496	..	6.432	9.983	(36)
109	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	14	603		(223)	96	
189	Esclusione special item ^(a)	1.969	893		2.388	1.161	
2.159	Utile (perdita) operativo adjusted	1.805	2.992	(40)	8.597	11.240	(24)
	Dettaglio per settore di attività						
2.141	Exploration & Production	2.051	2.928	(30)	8.640	10.850	(20)
93	Gas & Power	143	42	240	654	543	20
145	Refining & Marketing e Chimica	(186)	143	..	(48)	380	..
(149)	Corporate e altre attività	(211)	(173)	(22)	(624)	(606)	(3)
(71)	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	8	52		(25)	73	
523	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	(1.891)	399	..	148	4.126	(96)
77	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	10	428		(157)	69	
176	Esclusione special item ^(a)	2.427	623		2.885	388	
776	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	546	1.450	(62)	2.876	4.583	(37)

(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 2019 l'**utile operativo adjusted** di €1.805 milioni è diminuito del 40% rispetto allo stesso periodo del 2018, per effetto essenzialmente del deterioramento dello scenario e del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi a fine 2018. **Escludendo dal periodo di confronto l'effetto di tale operazione e al netto dello scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, la performance migliora del 9% nel trimestre**, riflettendo in particolare la crescita delle produzioni e la solida performance di G&P in particolare nel segmento retail. L'effetto scenario ha inciso per -€1 miliardo.
- Nell'esercizio 2019 l'**utile operativo adjusted** di €8.597 milioni è diminuito del 24%. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, l'utile è aumentato del 5% grazie alla crescita produttiva della E&P e al consolidamento dei risultati del G&P. L'effetto scenario ha inciso per -€2,5 miliardi.
- Nel quarto trimestre 2019 il **risultato netto adjusted** di €546 milioni è diminuito del 62% rispetto al periodo di confronto 2018, per effetto della flessione della performance operativa e del maggiore tax rate. Nell'esercizio 2019, l'utile netto adjusted di €2.876 milioni è in calo del 37%. Il tax rate adjusted si attesta al 69% nel quarto trimestre (64% nell'anno), in aumento di circa 19 punti percentuali rispetto al periodo precedente (+8 punti percentuali circa nell'esercizio), per effetto del maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €1.969 milioni (€2.388 milioni nell'esercizio) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P**: oneri netti di €1.221 milioni nel quarto trimestre (oneri netti di €1.223 milioni nell'anno) rappresentati da: svalutazioni di proprietà oil & gas dovute a revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi, nonché di alcuni asset per allinearli al fair value (€1.217 milioni nel progressivo), plusvalenze sulla cessione di proprietà oil&gas, riferite in particolare alla cessione di Merakes a Neptune (€145 milioni nell'anno), il rimborso di costi a seguito della cessione della quota in Nour (€18 milioni nell'esercizio) e altri proventi diversi, parzialmente compensati da accantonamenti a fondo rischi;
- **G&P**: proventi netti di €127 milioni nel quarto trimestre (proventi netti di €45 milioni nell'esercizio) rappresentati da: l'effetto contabile della valutazione a fair value di derivati su commodity privi dei

requisiti per l'hedge accounting o per poter beneficiare della "own use exemption" (un provento di €190 milioni e €423 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'esercizio), la differenza negativa tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €40 milioni nel quarto trimestre; onere di €145 milioni nell'esercizio) e la riclassifica del saldo relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione (negativo per €33 milioni nel trimestre; positivo per €92 milioni nell'esercizio);

- **R&M e Chimica:** oneri netti di €829 milioni nel quarto trimestre (oneri netti di €1.124 milioni nell'esercizio) rappresentati da: la svalutazione della raffineria di Sannazzaro, dovuta alle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e al peggioramento dei costi operativi. Inoltre sono stati svalutati gli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (le svalutazioni complessive sono €819 milioni nell'esercizio); la svalutazione di impianti della petrolchimica per effetto del deterioramento dello scenario margini (€103 milioni nell'esercizio), oneri ambientali (€124 milioni e €244 milioni, rispettivamente nel quarto trimestre e nell'esercizio). Tale andamento è stato in parte compensato dalla rilevazione di un indennizzo assicurativo (€88 milioni) relativo all'impianto EST.

Risultati reported

Nell'esercizio 2019 il Gruppo ha conseguito un **utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €148 milioni (€4.126 milioni nell'esercizio 2018). L'utile operativo reported è stato di €6.432 milioni con una flessione del 36% rispetto al 2018, ovvero -€3,6 miliardi riferibili per circa l'80% alla E&P.

I risultati dell'esercizio 2019 sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale innescata dalla "trade dispute" tra USA e Cina, nonché di sviluppi geopolitici avversi che hanno aumentato l'incertezza negli operatori, condizionando in alcune aree specifiche in modo diretto la performance dell'Eni. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica. In tale scenario, il Gruppo ha registrato la flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di business con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -€2,5 miliardi dovuto principalmente al crollo dei prezzi del gas upstream in tutte le geografie con particolare enfasi per il riferimento delle vendite in Europa (PSV Italia -34%), nonché dei margini del GNL. La performance operativa ha risentito di alcuni incidenti (l'evento di Priolo a gennaio) e di fermate non programmate o indisponibilità d'impianti (Goliat in Norvegia, la raffineria di Bayernoil, i cracker di Porto Marghera e di Dunkerque). Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il plateau di 1,87 milioni di boe/giorno, nuovo record nella storia dell'Eni, da azioni di efficienza e di ottimizzazione e in generale dalla tenuta dei business retail (gas&power e vendite carburanti rete ed extrarete), nonostante si tratti di business privi di barriere d'ingresso, grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale e alla continua innovazione di prodotto/servizio. Inoltre l'utile operativo è stato penalizzato da circa €2,2 miliardi di svalutazioni principalmente di proprietà oil&gas e delle raffinerie a causa principalmente della revisione dello scenario margini e di minori performance di giacimento.

Oltre che dalla minore performance operativa, l'utile netto è stato penalizzato dalla flessione dei proventi da partecipazioni (-€902 milioni) dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore di €262 milioni di Angola LNG, nonché dal peggioramento del tax rate reported dovuto al maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico, la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote

legali significativamente più contenute e alla svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €204 milioni a livello di utile operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni. L'utile netto evidenzia un peggioramento di €128 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza degli ammortamenti del ROU che sono lineari.

Eni SpA

L'utile netto di Eni SpA di €2.978 milioni si riduce di €195 milioni rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dell'utile operativo di €1.844 milioni e i maggiori oneri di imposta (€387 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate. Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business E&P (€1.033 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti; (ii) alla linea di business G&P (€623 milioni) per effetto dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia sia all'estero e del livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018 e (iii) alla linea di business R&M (€15 milioni) per effetto delle svalutazioni degli impianti operate a seguito principalmente dell'andamento dello scenario di raffinazione in parte compensato dalla valutazione delle scorte.

Relazione Finanziaria Annuale 2019

La Relazione Finanziaria Annuale 2019 comprendente il bilancio consolidato, il progetto di bilancio di esercizio della parent company Eni SpA e la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata messa a disposizione del Collegio Sindacale e della Società di revisione. La Relazione sarà resa disponibile al pubblico entro fine marzo presso la sede sociale, sul sito internet della società (eni.com) e con le altre modalità previste dalla normativa vigente unitamente alle relazioni del Collegio Sindacale e della Società di revisione. In allegato sono riportati gli schemi IFRS del bilancio consolidato e del bilancio di esercizio estratti dal documento approvato.

Convocazione Assemblea degli azionisti

Il Consiglio di Amministrazione ha convocato per il 13 maggio 2020 l'Assemblea degli azionisti, in sede ordinaria e straordinaria, in unica convocazione, per deliberare, tra l'altro, sull'approvazione del bilancio di esercizio 2019, sull'attribuzione dell'utile e sulla nomina degli organi sociali. In merito a quest'ultimo punto all'ordine del giorno il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale hanno altresì approvato i rispettivi orientamenti agli azionisti sulla composizione dei futuri organi, che saranno messi a disposizione del pubblico sul sito internet della società. Inoltre, il Consiglio di Amministrazione ha approvato le modifiche dello Statuto per recepire le nuove disposizioni normative in materia di equilibrio fra i generi.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var. ass.	2019	2018	var. ass.
524	Utile (perdita) netto	(1.889)	402	(2.291)	155	4.137	(3.982)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.962	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	4.234	2.083	2.151	10.480	7.657	2.823
(18)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(126)	(37)	(89)	(170)	(474)	304
1.483	- dividendi, interessi e imposte	1.558	1.539	19	6.224	6.168	56
(438)	Variazione del capitale di esercizio	1.338	1.748	(410)	366	1.632	(1.266)
72	Dividendi incassati da partecipate	119	115	4	1.346	275	1.071
(1.220)	Imposte pagate	(1.332)	(1.472)	140	(5.068)	(5.226)	158
(310)	Interessi (pagati) incassati	(177)	(53)	(124)	(941)	(522)	(419)
2.055	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.725	4.325	(600)	12.392	13.647	(1.255)
(1.899)	Investimenti tecnici	(2.241)	(2.787)	546	(8.376)	(9.119)	743
(2.931)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(26)	(87)	61	(3.008)	(244)	(2.764)
192	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	274	(114)	388	504	1.242	(738)
(117)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(178)	203	(381)	(254)	942	(1.196)
(2.700)	Free cash flow	1.554	1.540	14	1.258	6.468	(5.210)
(31)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(a)	(126)	(46)	(80)	(279)	(357)	78
(1.432)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	555	(977)	1.532	(1.540)	320	(1.860)
(255)	Rimborso di passività per beni in leasing	(225)		(225)	(877)		(877)
(1.719)	Flusso di cassa del capitale proprio	(180)	(4)	(176)	(3.424)	(2.957)	(467)
16	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(17)	1	(18)	1	18	(17)
(6.121)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	1.561	514	1.047	(4.861)	3.492	(8.353)

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var. ass.	2019	2018	var. ass.
(2.700)	Free cash flow	1.554	1.540	14	1.258	6.468	(5.210)
(255)	Rimborso di passività per beni in leasing	(225)		(225)	(877)		(877)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(16)	16		(18)	18
13	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(494)	494	13	(499)	512
(179)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	83	(310)	393	(158)	(367)	209
(1.719)	Flusso di cassa del capitale proprio	(180)	(4)	(176)	(3.424)	(2.957)	(467)
(4.840)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	1.232	716	516	(3.188)	2.627	(5.815)
	Effetti prima applicazione IFRS 16				(5.759)		(5.759)
255	Rimborsi lease liability	225		225	877		877
(341)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(65)		(65)	(766)		(766)
(86)	Variazione passività per beni in leasing	160		160	(5.648)		(5.648)
(4.926)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	1.392	716	676	(8.836)	2.627	(11.463)

^(a) Si veda nota (a) dello schema del Rendiconto finanziario statutario.

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2019 è stato di €12.392 milioni e comprende dividendi di €1.346 milioni incassati dalle joint venture, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni. L'ammontare principale riguarda la joint venture Vår Energi con €1.057 milioni.

Il factoring di crediti commerciali con scadenza successiva alla data di reporting è invariato rispetto al 2018 (€1.782 milioni)

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo** esclusi accantonamenti straordinari su crediti e per oneri di €0,3 miliardi si ridetermina in €12,1 miliardi (€2,6 miliardi nel quarto trimestre) in riduzione del 4% rispetto il 2018 a seguito di uno scenario nettamente sfavorevole.

Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €668 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing per la quota capitale relativi a beni di esercizio non sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo** sono stati di €11.384 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi) e i cash out per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria (€0,4 miliardi). Al netto di tali componenti non organiche e degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,3 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti tecnici e in partecipazioni netti sono stati di €7,73 miliardi.

Il cash out per investimenti registra un beneficio di €211 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16, poiché i canoni di leasing di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di

€879 milioni sul free cash flow.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** di €3.424 milioni è relativo per €3.018 milioni al pagamento del saldo dividendo 2018 e dell'acconto 2019 e per €400 milioni al riacquisto di azioni proprie con il completamento del programma di buy-back adottato dal management, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

Nell'esercizio 2019 la gestione ha finanziato i cash out connessi agli investimenti netti (cioè al netto delle acquisizioni e degli anticipi commerciali relativi al progetto Zohr) portando un free cash flow positivo di circa €4,3 miliardi. Tale flusso di cassa discrezionale ha coperto interamente la remunerazione degli azionisti di €3,4 miliardi, determinando unitamente alle acquisizioni di equity/riserve (€3,3 miliardi) e a €0,5 miliardi di dismissioni un incremento dell'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 di circa €3,2 miliardi che include il rimborso di passività per leasing di circa €0,9 miliardi e altre variazioni per -€0,4 miliardi. Considerando i soli investimenti netti, la cash neutrality dell'esercizio, cioè il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale la gestione ha finanziato i costi, i capex e il dividendo si determina in 59 \$/barile (64 \$/barile esclusi gli effetti IFRS 16); allo scenario di budget 50 \$/barile (55 \$/barile esclusi gli effetti IFRS 16).

Effetti sul cash flow statement dello IFRS 16

(€ milioni)

Esercizio 2019	post IFRS 16	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	post IFRS 16 adjusted	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	11.803	336	12.139	(697)	11.442
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	589	(336)	253	29	282
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.392			(668)	11.724
Investimenti tecnici	(8.376)			(211)	(8.587)
Free cash flow	1.258			(879)	379
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.841)			879	(4.962)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(4.861)				(4.861)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €366 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €223 milioni ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri di €336 milioni (€366 milioni + €223 milioni - €336 milioni = €253 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

(€ milioni)

IV Trimestre 2019	post IFRS 16	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	post IFRS 16 adjusted	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	2.401	210	2.611	(172)	2.439
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	1.324	(210)	1.114	2	1.116
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.725			(170)	3.555
Investimenti tecnici	(2.241)			(57)	(2.298)
Free cash flow	1.554			(227)	1.327
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	150			227	377
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	1.561				1.561

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €1.338 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock loss) di €14 milioni ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri di €210 milioni (€1.338 milioni - €14 milioni - €210 milioni = €1.114 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	62.192		60.302	1.890
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.349	5.643		5.349
Attività immateriali	3.059		3.170	(111)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.371		1.217	154
Partecipazioni	9.964		7.963	2.001
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.234		1.314	(80)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.235)		(2.399)	164
	80.934	5.643	71.567	9.367
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.734		4.651	83
Crediti commerciali	8.519		9.520	(1.001)
Debiti commerciali	(10.479)	128	(11.645)	1.166
Attività (passività) tributarie nette	(1.594)		(1.364)	(230)
Fondi per rischi e oneri	(14.106)		(11.626)	(2.480)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.865)	(12)	(860)	(1.005)
	(14.791)	116	(11.324)	(3.467)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.136)		(1.117)	(19)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18		236	(218)
CAPITALE INVESTITO NETTO	65.025	5.759	59.362	5.663
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.839		51.016	(3.177)
Interessenze di terzi	61		57	4
Patrimonio netto	47.900		51.073	(3.173)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.477		8.289	3.188
Passività per beni leasing	5.648	5.759		5.648
- di cui working interest Eni	3.672	3.730		3.672
- di cui working interest follower	1.976	2.029		1.976
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125	5.759	8.289	8.836
COPERTURE	65.025	5.759	59.362	5.663
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,24		0,16	0,08
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,36		n.a.	
Gearing	0,26		0,14	0,12

- Al 31 dicembre 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €9.367 milioni a €80.934 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.643 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16 e dell'iscrizione del costo di acquisizione della partecipazione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi). Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.890 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€8.376 milioni), all'effetto cambio e all'aggiornamento dell'asset retirement cost (ARC) in relazione alla riduzione dei tassi d'interesse, parzialmente compensati dagli ammortamenti/svalutazioni/radiazioni (€10.594 milioni).
- Il **capitale di esercizio netto** (-€14.791 milioni) diminuisce di €3.467 milioni per effetto dell'aumento delle provision riferite all'asset retirement obligation, dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle altre passività d'esercizio dovuto in particolare all'incasso di anticipi commerciali dai partner egiziani in relazione all'avanzamento nello sviluppo del progetto Zohr.
- Il **patrimonio netto** (€47.900 milioni) è diminuito di €3.173 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 con queste variazioni: utile netto dell'esercizio (€155 milioni), incremento della riserva per differenze cambio (€604 milioni), distribuzione dei dividendi (-€3.018 milioni), variazione negativa della riserva cash flow hedge (-€679 milioni) e rettifica per il riacquisto delle azioni proprie (-€400 milioni).

- L'**indebitamento finanziario netto**⁴ al 31 dicembre 2019 è pari a €17.125 milioni in aumento di €8.836 milioni rispetto al 2018. Tale variazione è riferita per €5.759 milioni alla rilevazione iniziale della lease liability in applicazione dell'IFRS 16 che comprende anche la riclassifica di €128 milioni di debiti per canoni di leasing outstanding all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è riferibile per €1.976 milioni alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call (v. criteri di rilevazione dello IFRS 16 a pag. 18). Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €11.477 milioni, evidenziando un incremento di €3.188 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.
- Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,36 al 31 dicembre 2019 per effetto dello step-up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,24.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

⁵ 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. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 2019 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 2019, al quarto trimestre e all'esercizio 2018. 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 2019 e al 31 dicembre 2018. 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 2019 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2018 alla quale si rinvia, ad eccezione dell'adozione del principio IFRS 16 e delle modifiche allo IAS 28, queste ultime di entità non significativa.

Con efficacia 1° gennaio 2019, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di $1\text{mc} = 0,00653$ barili di petrolio (in precedenza $1\text{mc} = 0,00647$ barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del quarto trimestre e dell'esercizio 2019 è stato di 9 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del terzo trimestre 2019 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Adozione IFRS 16

Con efficacia 1° gennaio 2019, è entrato in vigore il nuovo principio contabile IFRS 16 "Leases" che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing, eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. In sede di prima applicazione, Eni si è avvalsa 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). L'IFRS 16 è stato applicato a tutti i contratti precedentemente classificati come leasing sulla base dello IAS 17 e dell'IFRIC 4. La descrizione delle principali assunzioni adottate e degli espedienti pratici utilizzati in sede di prima applicazione del nuovo principio contabile è fornita nella Relazione Finanziaria Annuale 2018 a cui si rinvia.

L'accounting dei contratti di leasing ex IFRS 16 prevede in sintesi:

- nello stato patrimoniale, la rilevazione di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito "right-of-use asset"), e di una passività (di seguito "lease liability"), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto; come consentito dal principio, il right-of-use asset e la lease liability sono rilevate in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione nel caso di asset esplorativi. Il conto economico include inoltre: (i) i canoni relativi a contratti di leasing di breve durata e di modico valore, come consentito in via semplificata dall'IFRS 16; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);
- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della quota capitale della lease liability all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando a parità di flusso di cassa netto: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie 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) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

Nei casi di joint operations non incorporate tipiche del settore E&P, con riferimento al tema della rappresentazione dei contratti di leasing sottoscritti dall'operatore di tali joint operations, nel marzo 2019 l'IFRIC ha indicato, confermando la posizione espressa nel settembre 2018, la rilevazione della passività associata ai contratti di leasing posti in essere da parte del soggetto che assume la «primary responsibility» per l'adempimento dell'obbligazione. Pertanto, in caso di sottoscrizione del contratto da parte del solo operatore, la passività verso il locatore è da rilevarsi al 100% ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero dai follower. L'IFRIC si è pronunciato esclusivamente sul lato passivo senza fornire indicazioni sulle modalità di rappresentazione dell'attivo. In relazione a ciò, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata primary responsible è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability, ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero dai follower; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con i follower.

Quando il contratto è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, Eni rileva la quota di spettanza del right-of-use e della lease liability sulla base del working interest posseduto nell'iniziativa. Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.

Di seguito si riportano gli impatti dell'adozione IFRS 16 sugli schemi consolidati:

(€ milioni)	Esercizio 2019		
	Conto economico		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(51.908)	1.034	(50.874)
Ammortamenti	(7.276)	(830)	(8.106)
Utile operativo	6.228	204	6.432
Oneri finanziari e imposte	(9.338)	(332)	(9.670)
Utile netto	283	(128)	155

1 Gennaio 2019			
Stato Patrimoniale			
(€ milioni)	ante IFRS 16 opening balance	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Capitale immobilizzato	71.567	5.643	77.210
Capitale circolante netto	(11.324)	116	(11.208)
Indebitamento finanziario netto	8.289	5.759	14.048
Patrimonio netto	51.073		51.073
Leverage	0,16		0,28

Esercizio 2019			
Rendiconto finanziario			
(€ milioni)	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)	11.724	668	12.392
Investimenti tecnici	(8.587)	211	(8.376)
Free Cash Flow (FCF)	379	879	1.258
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)	(4.962)	(879)	(5.841)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti (CASH FLOW)	(4.861)		(4.861)

Maggiori informazioni sono fornite nella nota n. 4 "Principi contabili di recente emanazione" al bilancio consolidato 2018.

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

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 rischio 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 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 2019 (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 dei rischi commodity, tasso di cambio e tasso di interesse 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. Inoltre le differenze e derivati in cambi 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, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. 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.

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.

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, 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.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

Esercizio 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)		95	(223)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	32		244	62		338
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	37	922	12		2.188
plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)	(1)		(151)
accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)	23		3
oneri per incentivazione all'esodo	23	4	8	10		45
derivati su commodity		(423)	(16)			(439)
differenze e derivati su cambi	14	92	2			108
altro	100	245	(29)	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.223	(45)	1.124	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted	8.640	654	(48)	(624)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(362)	(23)	(11)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	312	(11)	37	43		381
Imposte sul reddito ^(a)	(5.154)	(194)	(53)	222	5	(5.174)
Tax rate (%)	60,0	31,3	..			64,2
Utile (perdita) netto adjusted	3.436	426	(75)	(884)	(20)	2.883
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						148
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(157)
Esclusione special item						2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.876

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
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)	193	18		866
plusvalenze nette su cessione di asset	(442)		(9)	(1)		(452)
accantonamenti a fondo rischi	360		21	(1)		380
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	(138)	(92)	96	47		(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo	636	(86)	526	85		1.161
Utile (perdita) operativo adjusted	10.850	543	380	(606)	73	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(366)	(4)	11	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	285	9	(2)	5		297
Imposte sul reddito ^(a)	(5.814)	(238)	(151)	333	(17)	(5.887)
Tax rate (%)	54,0	43,4	38,8			56,2
Utile (perdita) netto adjusted	4.955	310	238	(965)	56	4.594
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						11
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						4.583
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino						69
Esclusione special item						388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						4.583

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	830	270	(1.012)	(257)	(9)	(178)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(3)		17	14
Esclusione special item:						
oneri ambientali	32		124	30		186
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.191	37	607	9		1.844
plusvalenze nette su cessione di asset	(124)		(2)	(1)		(127)
accantonamenti a fondo rischi	(8)		(2)	2		(8)
oneri per incentivazione all'esodo	14			6		20
derivati su commodity		(190)	(9)			(199)
differenze e derivati su cambi	8	(33)				(25)
altro	108	59	111			278
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.221	(127)	829	46		1.969
Utile (perdita) operativo adjusted	2.051	143	(186)	(211)	8	1.805
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(40)	2	(7)	(145)		(190)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	114	6	28	18		166
Imposte sul reddito ^(a)	(1.297)	(57)	36	83	2	(1.233)
Tax rate (%)	61,0	37,7	..			69,2
Utile (perdita) netto adjusted	828	94	(129)	(255)	10	548
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						546
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.891)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						10
Esclusione special item						2.427
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						546

(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	2.426	53	(946)	(233)	196	1.496
Esclusione (utile) perdita di magazzino			747		(144)	603
Esclusione special item:						
oneri ambientali		(1)	73	13		85
svalutazioni (riprese di valore) nette	663	(77)	123	14		723
plusvalenze nette su cessione di asset	(19)					(19)
accantonamenti a fondo rischi	9		22	(7)		24
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	(174)	(50)	82	40		(102)
Special item dell'utile (perdita) operativo	502	(11)	342	60		893
Utile (perdita) operativo adjusted	2.928	42	143	(173)	52	2.992
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	63	1	2	(214)		(148)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	88	7	(6)			89
Imposte sul reddito ^(a)	(1.521)	(42)	(44)	151	(24)	(1.480)
Tax rate (%)	49,4	84,0	31,7			50,5
Utile (perdita) netto adjusted	1.558	8	95	(236)	28	1.453
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.450
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						399
Esclusione (utile) perdita di magazzino						428
Esclusione special item						623
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.450

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.162	(24)	(68)	(158)	(51)	1.861
Esclusione (utile) perdita di magazzino			129		(20)	109
Esclusione special item:						
oneri ambientali			35	41		76
svalutazioni (riprese di valore) nette	4		28	1		33
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)					(1)
accantonamenti a fondo rischi	2		(20)	23		5
oneri per incentivazione all'esodo	6	1	7	2		16
derivati su commodity		(18)	(11)			(29)
differenze e derivati su cambi		85	1			86
altro	(32)	49	44	(58)		3
Special item dell'utile (perdita) operativo	(21)	117	84	9		189
Utile (perdita) operativo adjusted	2.141	93	145	(149)	(71)	2.159
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(119)	(14)	(4)	(49)		(186)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	50	(18)	2	8		42
Imposte sul reddito ^(a)	(1.267)	(15)	(56)	76	24	(1.238)
Tax rate (%)	61,1	24,6	39,2			61,4
Utile (perdita) netto adjusted	805	46	87	(114)	(47)	777
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						776
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						523
Esclusione (utile) perdita di magazzino						77
Esclusione special item						176
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						776

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2019	2018	2019	2018
76	Oneri ambientali	186	85	338	325
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette	1.844	723	2.188	866
(1)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(127)	(19)	(151)	(452)
5	Accantonamenti a fondo rischi	(8)	24	3	380
16	Oneri per incentivazione all'esodo	20	19	45	155
(29)	Derivati su commodity	(199)	121	(439)	(133)
86	Differenze e derivati su cambi	(25)	42	108	107
	Ripristino ammortamenti Eni Norge		(202)		(375)
3	Altro	278	100	296	288
189	Special item dell'utile (perdita) operativo	1.969	893	2.388	1.161
(86)	Oneri (proventi) finanziari	37	(35)	(42)	(85)
	di cui:				
(86)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	25	(42)	(108)	(107)
(31)	Oneri (proventi) su partecipazioni	192	(442)	188	(798)
	di cui:				
	- plusvalenze da cessione		(898)		(909)
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	101	418	101	67
104	Imposte sul reddito	229	207	351	110
	di cui:				
89	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	795	210	893	99
15	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(566)	(3)	(542)	11
176	Totale special item dell'utile (perdita) netto	2.427	623	2.885	388

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
5.908	Exploration & Production	6.140	6.762	(9)	23.572	25.744	(8)
11.485	Gas & Power	11.369	14.760	(23)	50.015	55.690	(10)
6.110	Refining & Marketing e Chimica	5.693	6.548	(13)	23.334	25.216	(7)
5.189	- Refining & Marketing	4.847	5.481	(12)	19.640	20.646	(5)
1.029	- Chimica	953	1.202	(21)	4.123	5.123	(20)
(108)	- Elisioni	(107)	(135)		(429)	(553)	
424	Corporate e altre attività	491	459	7	1.681	1.589	6
(7.241)	Elisioni di consolidamento	(7.478)	(8.473)		(28.721)	(32.417)	
16.686		16.215	20.056	(19)	69.881	75.822	(8)

Costi operativi

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
12.183	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	11.900	15.326	(22)	50.874	55.622	(9)
102	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	84	145	(42)	432	415	(42)
705	Costo lavoro	738	752	(2)	2.996	3.093	(3)
16	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	20	19		45	155	
12.990		12.722	16.223	(22)	54.302	59.130	(8)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
1.805	Exploration & Production	1.941	1.462	33	7.060	6.152	15
114	Gas & Power	115	105	10	447	408	10
119	Refining & Marketing e Chimica	130	103	26	485	399	22
98	- Refining & Marketing	105	81	30	395	311	27
21	- Chimica	25	22	14	90	88	2
37	Corporate e altre attività	35	16	..	146	59	..
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(32)	(30)	
2.067	Ammortamenti	2.213	1.678	32	8.106	6.988	16
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	1.844	723	..	2.188	866	..
2.100	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	4.057	2.401	69	10.294	7.854	31
2	Radiazioni	120	26	..	300	100	..
2.102		4.177	2.427	72	10.594	7.954	33

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Esercizio 2019					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(11)	(63)	(21)	(88)
Dividendi	197		50		247
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	17		2		19
Altri proventi (oneri) netti		15			15
	221	4	(11)	(21)	193

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. 2019	(€ milioni)	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
24.135	Debiti finanziari e obbligazionari	24.518	25.865	(1.347)
5.260	- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.608	5.783	(175)
18.875	- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.910	20.082	(1.172)
(4.433)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.994)	(10.836)	4.842
(6.783)	Titoli held for trading	(6.760)	(6.552)	(208)
(210)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(287)	(188)	(99)
12.709	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.477	8.289	3.188
5.808	Passività per beni in leasing	5.648		5.648
3.782	- di cui working interest Eni	3.672		3.672
2.026	- di cui working interest follower	1.976		1.976
18.517	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125	8.289	8.836
51.471	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.900	51.073	(3.173)
0,25	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,24	0,16	0,08
0,36	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,36	n.a.	

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125	1.976	15.149
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.900		47.900
Leverage pro-forma	0,36		0,32

Il leverage pro-forma è determinato al netto della quota delle passività per beni in leasing attribuibile ai follower, oggetto di recupero attraverso il meccanismo delle cash call.

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.994	10.836
Attività finanziarie destinate al trading	6.760	6.552
Altre attività finanziarie	384	300
Crediti commerciali e altri crediti	12.873	14.101
Rimanenze	4.734	4.651
Attività per imposte sul reddito	192	191
Altre attività	3.972	2.819
	34.909	39.450
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	62.192	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.349	
Attività immateriali	3.059	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.371	1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9.035	7.044
Altre partecipazioni	929	919
Altre attività finanziarie	1.174	1.253
Attività per imposte anticipate	4.360	3.931
Attività per imposte sul reddito	173	168
Altre attività	871	624
	88.513	78.628
Attività destinate alla vendita	18	295
TOTALE ATTIVITÀ	123.440	118.373
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.452	2.182
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.156	3.601
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	889	
Debiti commerciali e altri debiti	15.544	16.747
Passività per imposte sul reddito	456	440
Altre passività	7.146	5.412
	29.643	28.382
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.910	20.082
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.759	
Fondi per rischi e oneri	14.106	11.626
Fondi per benefici ai dipendenti	1.136	1.117
Passività per imposte differite	4.920	4.272
Passività per imposte sul reddito	454	287
Altre passività	1.612	1.475
	45.897	38.859
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		59
TOTALE PASSIVITÀ	75.540	67.300
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	61	57
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.438	36.702
Riserve per differenze cambio da conversione	7.209	6.605
Altre riserve	1.562	1.672
Azioni proprie	(981)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)
Utile (perdita) netto	148	4.126
Totale patrimonio netto di Eni	47.839	51.016
TOTALE PATRIMONIO NETTO	47.900	51.073
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	123.440	118.373

CONTO ECONOMICO

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2019	2018	2019	2018
	RICAVI				
16.686	Ricavi della gestione caratteristica	16.215	20.056	69.881	75.822
275	Altri ricavi e proventi	241	65	1.160	1.116
16.961	Totale ricavi	16.456	20.121	71.041	76.938
	COSTI OPERATIVI				
(12.183)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(11.900)	(15.326)	(50.874)	(55.622)
(102)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(84)	(145)	(432)	(415)
(705)	Costo lavoro	(738)	(752)	(2.996)	(3.093)
(8)	Altri proventi (oneri) operativi	265	25	287	129
(2.067)	Ammortamenti	(2.213)	(1.678)	(8.106)	(6.988)
(33)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.844)	(723)	(2.188)	(866)
(2)	Radiazioni	(120)	(26)	(300)	(100)
1.861	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(178)	1.496	6.432	9.983
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI				
1.005	Proventi finanziari	662	926	3.087	3.967
(1.085)	Oneri finanziari	(965)	(976)	(4.079)	(4.663)
43	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	6	2	127	32
(63)	Strumenti finanziari derivati	70	(65)	(14)	(307)
(100)		(227)	(113)	(879)	(971)
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI				
3	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(143)	(471)	(88)	(68)
70	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	117	1.002	281	1.163
73		(26)	531	193	1.095
1.834	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	(431)	1.914	5.746	10.107
(1.310)	Imposte sul reddito	(1.458)	(1.512)	(5.591)	(5.970)
524	Utile (perdita) netto di competenza:	(1.889)	402	155	4.137
523	- azionisti Eni	(1.891)	399	148	4.126
1	- interessenze di terzi	2	3	7	11
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)				
0,15	- semplice	(0,53)	0,12	0,04	1,15
0,15	- diluito	(0,53)	0,12	0,04	1,15
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.590,5	- semplice	3.577,1	3.601,1	3.592,2	3.601,1
3.593,3	- diluito	3.579,3	3.603,9	3.594,5	3.603,9

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	IV Trim.		Esercizio	
	2019	2018	2019	2018
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	(1.889)	402	155	4.137
Componenti non riclassificabili a conto economico	(47)	(2)	(47)	(2)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	(42)	(15)	(42)	(15)
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	(3)	15	(3)	15
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti</i>	(7)		(7)	
<i>Effetto fiscale</i>	5	(2)	5	(2)
Componente riclassificabili a conto economico	(1.448)	(195)	114	1.578
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(1.197)	313	604	1.787
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(361)	(670)	(679)	(243)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	5	(1)	(8)	(24)
<i>Effetto fiscale</i>	105	163	197	58
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.495)	(197)	67	1.576
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(3.384)	205	222	5.713
di competenza:				
- azionisti Eni	(3.386)	202	215	5.702
- interessenze di terzi	2	3	7	11

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	5.713
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	(8)
Totale variazioni	2.749
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018	51.073
di competenza:	
- azionisti Eni	51.016
- interessenze di terzi	57
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2018	51.073
Impatto adozione IAS 28	(4)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019	51.069
Totale utile (perdita) complessivo	222
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Acquisto azioni proprie	(400)
Rimborso a terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	32
Totale variazioni	(3.169)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019	47.900
di competenza:	
- azionisti Eni	47.839
- interessenze di terzi	61

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2019	2018	2019	2018
524	Utile (perdita) netto	(1.889)	402	155	4.137
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
2.067	Ammortamenti	2.213	1.678	8.106	6.988
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	1.844	723	2.188	866
2	Radiazioni	120	26	300	100
(3)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	143	471	88	68
(18)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(126)	(37)	(170)	(474)
(54)	Dividendi	(104)	(113)	(247)	(231)
(37)	Interessi attivi	(38)	(45)	(147)	(185)
264	Interessi passivi	242	185	1.027	614
1.310	Imposte sul reddito	1.458	1.512	5.591	5.970
(91)	Altre variazioni	(74)	(817)	(179)	(474)
	Variazioni del capitale di esercizio:				
52	- rimanenze	(150)	647	(200)	15
796	- crediti commerciali	96	1.253	1.023	334
(1.028)	- debiti commerciali	961	(63)	(940)	642
(30)	- fondi per rischi e oneri	332	15	272	(238)
(228)	- altre attività e passività	99	(104)	211	879
(438)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>1.338</i>	<i>1.748</i>	<i>366</i>	<i>1.632</i>
(46)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(12)	2	(23)	109
72	Dividendi incassati	119	115	1.346	275
37	Interessi incassati	19	35	88	87
(347)	Interessi pagati	(196)	(88)	(1.029)	(609)
(1.220)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.332)	(1.472)	(5.068)	(5.226)
2.055	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.725	4.325	12.392	13.647
	Investimenti:				
(1.836)	- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	(2.120)	(2.640)	(8.065)	(8.778)
(63)	- attività immateriali	(121)	(147)	(311)	(341)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(5)	(75)	(5)	(119)
(2.931)	- partecipazioni	(21)	(12)	(3.003)	(125)
	- titoli strumentali all'attività operativa		(8)	(8)	(8)
(57)	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(85)	(91)	(229)	(358)
(90)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(197)	165	(307)	408
(4.977)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.549)</i>	<i>(2.808)</i>	<i>(11.928)</i>	<i>(9.321)</i>
	Disinvestimenti:				
2	- attività materiali	236	54	264	1.089
1	- attività immateriali	16		17	5
187	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		(236)	187	(47)
(3)	- imposte pagate sulle dismissioni			(3)	
5	- partecipazioni	22	68	39	195
	- titoli strumentali all'attività operativa	12	8	17	15
31	- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	91	122	178	279
(1)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	1	7	95	606
222	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>378</i>	<i>23</i>	<i>794</i>	<i>2.142</i>
(31)	<i>Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i> ^(a)	<i>(126)</i>	<i>(46)</i>	<i>(279)</i>	<i>(357)</i>
(4.786)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.297)	(2.831)	(11.413)	(7.536)

^(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine, entrambi portati a deduzione delle passività finanziarie ai fini della determinazione della posizione finanziaria netta di Gruppo in base allo schema Consob. In precedenza i flussi relativi a tali asset erano rappresentati rispettivamente nei flussi di investimento/disinvestimento relativi a titoli e crediti finanziari. L'identificazione di una voce dedicata consente una più agevole riconciliazione tra il rendiconto finanziario statutario e quello riclassificato che spiega la variazione della posizione finanziaria netta nella Relazione sulla Gestione, poiché la differenza tra i due schemi di rendiconto è data dall'investimento netto in questi asset (considerato all'interno del flusso di cassa da attività di finanziamento in quello riclassificato). Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario dei comparative periods è stato coerentemente riclassificato.

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2019	2018	2019	2018
22	Assunzione di debiti finanziari non correnti	768	489	1.811	3.790
(1.560)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(216)	(878)	(3.512)	(2.757)
(255)	Rimborso di passività per beni in leasing	(225)		(877)	
106	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	3	(588)	161	(713)
(1.687)		330	(977)	(2.417)	320
	Rimborsi di capitale ad azionisti terzi			(1)	
	Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(1)		(1)	
(1.543)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		(4)	(3.018)	(2.954)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(1)		(4)	(3)
(176)	Acquisto di azioni proprie	(178)		(400)	
(3.406)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	150	(981)	(5.841)	(2.637)
(6)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)			(7)	
22	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(17)	1	8	18
(6.121)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	1.561	514	(4.861)	3.492
10.554	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	4.433	10.341	10.855	7.363
4.433	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.994	10.855	5.994	10.855

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

III Trim. 2019	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2019	2018	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
	Attività correnti	1	4	1	44
	Attività non correnti	12	89	12	198
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(16)		11
	Passività correnti e non correnti	(6)	(2)	(6)	(47)
	Effetto netto degli investimenti	7	75	7	206
	Interessenza di terzi	(2)		(2)	
	Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo				(50)
	Provento da bargain purchase				(8)
	Totale prezzo di acquisto	5	75	5	148
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti				(29)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	5	75	5	119
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
77	Attività correnti		271	77	328
188	Attività non correnti		4.794	188	5.079
11	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		767	11	785
(57)	Passività correnti e non correnti		(3.309)	(57)	(3.470)
219	Effetto netto dei disinvestimenti		2.523	219	2.722
(24)	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		115	(24)	113
	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(3.498)		(3.498)
	Valutazione al fair value per business combination		889		889
16	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		8	16	13
211	Totale prezzo di vendita		37	211	239
	<i>a dedurre:</i>				
(24)	Disponibilità liquide ed equivalenti		(273)	(24)	(286)
187	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		(236)	187	(47)

Investimenti tecnici

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2019	(€ milioni)	2019	2018	var %	2019	2018	var %
1.559	Exploration & Production	1.775	2.265	(22)	6.996	7.901	(11)
24	- acquisto di riserve proved e unproved	4	136	..	400	869	(54)
86	- ricerca esplorativa	187	199	(6)	586	463	27
1.431	- sviluppo	1.543	1.899	(19)	5.931	6.506	(9)
18	- altro	41	31	32	79	63	25
50	Gas & Power	81	74	9	230	215	7
231	Refining & Marketing e Chimica	285	372	(23)	933	877	6
208	- Refining & Marketing	228	317	(28)	815	726	12
23	- Chimica	57	55	4	118	151	(22)
63	Corporate e altre attività	104	83	..	231	143	..
(4)	Elisioni di consolidamento	(4)	(7)		(14)	(17)	
1.899	Investimenti tecnici	2.241	2.787	(20)	8.376	9.119	(8)

Nell'esercizio 2019 gli investimenti tecnici di €8.376 milioni (€9.119 milioni nel 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.931 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola. L'acquisto di riserve proved e unproved di €400 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;

- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione della raffineria di Gela in bioraffineria 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 (€132 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni).

Performance di sostenibilità

		Esercizio		var %
		2019	2018	
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,35	(2,9)
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	19,58	21,44	(8,7)
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	41,20	43,35	(5,0)
- di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		32,27	33,89	(4,8)
CO ₂ eq da flaring		6,49	6,26	3,7
CO ₂ eq da venting		1,88	2,12	(11,3)
CO ₂ eq fuggitive da metano		0,56	1,08	(48,1)
Oil spill operativi (>1 barile)	(migliaia di barili)	1,04	2,67	(61,0)
% acqua di formazione reiniettata	(%)	58	60	(3,3)

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,34: conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 2,9% (rispetto al 2014 la riduzione è pari al 52%).
- **Emissioni dirette di GHG:** 41,20 milioni tCO₂ eq. in riduzione di oltre 2 milioni di tCO₂ eq. (-5%) rispetto al 2018, principalmente nel settore upstream e nella chimica.
- **Emissioni da combustione e da processo:** in diminuzione in tutti i settori di business a 32,27 milioni tCO₂ eq. (-4,8%) principalmente per effetto dei progetti di efficienza energetica, della riduzione delle produzioni chimiche e della minore quantità di gas trasportato.
- **Emissioni da flaring** del settore E&P: +3,7% per effetto dell'aumento della quota di flaring di emergenza e start-up dovuto a manutenzioni straordinarie ai compressori di gas injection (Nigeria e Congo), temporanei shut-down di impianti in Libia e start-up in Angola (Agogo), oltre che a interventi di depressurizzazione delle linee in Nigeria a seguito di atti di sabotaggio.
I volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo in riduzione del 15% vs. 2018. Confermato il target di azzeramento al 2025.
- **Emissioni fuggitive da metano:** in riduzione del 48,1% rispetto al 2018, -81% rispetto al 2014 raggiungendo con 6 anni di anticipo il target al 2025, grazie al completamento delle campagne di monitoraggio ed attività di manutenzione pianificate per l'anno in E&P.
- **Oil spill operativi:** in riduzione del 61% grazie alle misure tecniche adottate da Eni.
- **Acqua di formazione reiniettata** del settore E&P: in riduzione rispetto al 2018 a causa di interventi di manutenzione in Nigeria (Ebocha) e problemi tecnici in Congo (Zatchi e Loango).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2019			IV Trim.		Esercizio	
			2019	2018	2019	2018
1.888	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(mgl di boe/giorno)	1.921	1.872	1.871	1.851
120	Italia		117	134	123	138
146	Resto d'Europa		191	193	163	194
372	Africa Settentrionale		393	358	382	396
369	Egitto		363	327	354	300
395	Africa Sub-Sahariana ^(c)		385	377	386	356
169	Kazakhstan		163	162	150	143
183	Resto dell'Asia		174	198	179	178
106	America		106	99	106	123
28	Australia e Oceania		29	24	28	23
162	Produzione venduta ^{(a)(c)}	(mln di boe)	166	157	631	625

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2019			IV Trim.		Esercizio	
			2019	2018	2019	2018
893	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	926	897	893	887
52	Italia		52	57	53	60
86	Resto d'Europa		115	111	97	113
160	Africa Settentrionale		176	160	169	157
77	Egitto		77	67	75	77
252	Africa Sub-Sahariana		242	244	253	247
118	Kazakhstan		110	110	100	94
90	Resto dell'Asia		92	95	86	77
56	America		60	51	58	60
2	Australia e Oceania		2	2	2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2019			IV Trim.		Esercizio	
			2019	2018	2019	2018
152	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	152	151	150	149
10	Italia		10	12	11	12
9	Resto d'Europa		12	13	10	13
32	Africa Settentrionale		33	31	33	37
45	Egitto		44	40	43	34
22	Africa Sub-Sahariana		22	21	20	17
8	Kazakhstan		8	8	8	7
14	Resto dell'Asia		12	16	14	16
8	America		7	7	7	10
4	Australia e Oceania		4	3	4	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 idrocarburi utilizzata come autoconsumo (120 e 151 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2019 e 2018, rispettivamente, 124 e 119 mila boe/giorno nel esercizio 2019 e 2018, rispettivamente e 136 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2019).

(c) Per maggiori informazioni si veda pag. 18.

Gas & Power

Vendite di gas naturale

III Trim.	2019	(mid di metri cubi)	IV Trim.			Esercizio		
			2019	2018	var %	2019	2018	var %
8,72	ITALIA		8,67	8,85	(2)	37,85	39,03	(3)
1,45	- Grossisti		1,86	1,95	(5)	7,79	9,15	(15)
3,61	- PSV e borsa		2,37	2,11	12	12,13	12,49	(3)
1,16	- Industriali		1,14	1,30	(12)	4,92	4,79	3
0,14	- PMI e terziario		0,24	0,21	14	0,87	0,79	10
0,48	- Termoelettrici		0,37	0,38	(3)	1,90	1,50	27
0,23	- Residenziali		1,14	1,30	(12)	3,99	4,20	(5)
1,65	- Autoconsumi		1,55	1,60	(3)	6,25	6,11	2
8,13	VENDITE INTERNAZIONALI		8,42	9,87	(15)	35,22	37,68	(7)
6,20	Resto d'Europa		6,90	7,90	(13)	27,07	29,42	(8)
1,11	- Importatori in Italia		1,14	1,04	10	4,37	3,42	28
5,09	- Mercati europei		5,76	6,86	(16)	22,70	26,00	(13)
0,90	<i>Penisola Iberica</i>		1,11	1,41	(21)	4,22	4,65	(9)
0,69	<i>Germania/Austria</i>		0,57	0,46	24	2,10	1,83	15
1,02	<i>Benelux</i>		0,96	1,01	(5)	3,77	5,29	(29)
0,41	<i>Regno Unito</i>		0,44	0,50	(12)	1,75	2,22	(21)
1,39	<i>Turchia</i>		1,13	1,70	(34)	5,56	6,53	(15)
0,55	<i>Francia</i>		1,38	1,58	(13)	4,48	4,95	(9)
0,13	<i>Altro</i>		0,17	0,20	(15)	0,82	0,53	55
1,93	Resto del Mondo		1,52	1,97	(23)	8,15	8,26	(1)
16,85	TOTALE VENDITE GAS MONDO		17,09	18,72	(9)	73,07	76,71	(5)
2,50	<i>di cui: vendite di GNL</i>		2,70	2,40	13	10,10	10,30	(2)

Schemi IFRS Eni SpA

Conto economico

	Esercizio	
	2019	2018
(€ milioni)		
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	28.496	31.795
Altri ricavi e proventi	430	331
Totale ricavi	28.926	32.126
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27.535)	(30.622)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(65)	(26)
Costo lavoro	(1.185)	(1.128)
Altri proventi (oneri) operativi	112	113
Ammortamenti	(1.137)	(635)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.144)	(13)
Radiazioni	(2)	(1)
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(2.030)	(186)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	1.625	1.616
Oneri finanziari	(2.016)	(1.879)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	117	33
Strumenti finanziari derivati	(5)	(97)
	(279)	(327)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	5.677	3.689
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.368	3.176
Imposte sul reddito	(390)	(3)
UTILE (PERDITA) NETTO	2.978	3.173

Stato patrimoniale

(€ milioni)

	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752	9.654
Attività finanziarie destinate al trading	6.230	6.100
Altre attività finanziarie	4.693	2.689
Crediti commerciali e altri crediti	4.981	5.574
Rimanenze	1.664	1.324
Attività per imposte sul reddito	64	66
Altre attività	1.532	1.217
	23.916	26.624
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	7.483	7.579
Diritto di utilizzo beni in leasing	2.027	
Attività immateriali	158	180
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.413	1.200
Partecipazioni	42.535	41.914
Altre attività finanziarie	4.169	1.975
Attività per imposte anticipate	993	1.169
Attività per imposte sul reddito	79	78
Altre attività	522	487
	59.379	54.582
Attività destinate alla vendita	2	1
TOTALE ATTIVITÀ	83.297	81.207
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.622	4.435
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.081	3.178
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	337	
Debiti commerciali e altri debiti	5.545	5.632
Passività per imposte sul reddito	3	2
Altre passività	3.065	2.235
	16.653	15.482
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	17.240	18.070
Passività per beni in leasing a lungo termine	2.320	
Fondi per rischi e oneri	4.309	3.860
Fondi per benefici ai dipendenti	376	370
Passività per imposte sul reddito	15	23
Altre passività	748	787
	25.008	23.110
TOTALE PASSIVITÀ	41.661	38.592
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Altre riserve	36.217	36.572
Azioni proprie	(981)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)
Utile (perdita) netto	2.978	3.173
TOTALE PATRIMONIO NETTO	41.636	42.615
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	83.297	81.207

Rendiconto finanziario

	Esercizio	
	2019	2018
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto	2.978	3.173
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
Ammortamenti	1.137	635
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo di attività in leasing	1.144	13
Radiazioni	2	1
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	947	1.162
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(12)
Dividendi	(6.623)	(4.851)
Interessi attivi	(222)	(162)
Interessi passivi	611	500
Imposte sul reddito	390	3
Altre variazioni		67
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(553)	119
- crediti commerciali	500	144
- debiti commerciali	(246)	(238)
- fondi per rischi e oneri	267	121
- altre attività e passività	(99)	(229)
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(131)</i>	<i>(83)</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(8)	5
Dividendi incassati	6.623	4.851
Interessi incassati	212	158
Interessi pagati	(588)	(492)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2)	(55)
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.465	4.913
Investimenti:		
- attività materiali	(1.109)	(1.003)
- attività immateriali	(27)	(35)
- partecipazioni	(1.962)	(743)
- crediti finanziari	(2.477)	(57)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(5.575)</i>	<i>(1.838)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	8	14
- partecipazioni	521	25
- titoli		1
- crediti finanziari	343	2.964
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	20	11
- cessioni rami d'azienda		3
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>892</i>	<i>3.018</i>
<i>Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa ^(a)</i>	<i>(2.202)</i>	<i>(360)</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.885)	820

^(a) A partire dal 2019, Eni SpA, al fine di garantire un maggiore allineamento con il bilancio consolidato, presenta, all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento, la voce "Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa" che include gli investimenti/disinvestimenti netti in attività finanziarie rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine. In precedenza, tenuto conto dell'accentramento in Eni SpA delle attività di tesoreria e di gestione del portafoglio di liquidità strategica, i flussi relativi a tali asset erano rappresentati, distintamente, nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento per consentire una più agevole correlazione tra tale flusso di cassa e la variazione monetaria dell'indebitamento finanziario netto. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario del periodo posto a confronto è stato coerentemente riesposto.

Rendiconto finanziario (segue)

	(€ milioni)	Esercizio	
		2019	2018
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti		(958)	378
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		187	283
		(1.064)	661
Dividendi pagati		(3.018)	(2.954)
Acquisto di azioni proprie		(400)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(4.482)	(2.293)
Flusso di cassa netto del periodo		(4.902)	3.440
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		9.654	6.214
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		4.752	9.654