



San Donato Milanese
25 ottobre 2019

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

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2019

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari¹

II Trim. 2019			III Trim.			Nove mesi		
			2019	2018	var %	2019	2018	var %
68,82	Brent dated	\$/barile	61,94	75,27	(18)	64,66	72,13	(10)
1,124	Cambio medio EUR/USD		1,112	1,163	(4)	1,124	1,194	(6)
61,25	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	55,70	64,72	(14)	57,54	60,41	(5)
178	PSV	€/mgl mc	131	280	(53)	175	255	(31)
1.834	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.888	1.803	5	1.854	1.844	1
2.279	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.159	3.304	(35)	6.792	8.248	(18)
2.140	di cui: E&P		2.141	3.095	(31)	6.589	7.922	(17)
46	G&P		93	71	31	511	501	2
48	R&M e Chimica		145	93	56	138	237	(42)
562	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		776	1.388	(44)	2.330	3.133	(26)
0,16	per azione - diluito (€)		0,22	0,39		0,65	0,87	
424	Utile (perdita) netto ^(b)		523	1.529	(66)	2.039	3.727	(45)
0,12	per azione - diluito (€)		0,15	0,42		0,57	1,03	
3.385	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(c)		2.602	3.389	(23)	9.402	8.931	5
4.515	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.055	4.102	(50)	8.667	9.322	(7)
1.915	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.791	1.820	(2)	5.580	5.515	1
7.869	Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		12.709	9.005	41	12.709	9.005	41
13.591	Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		18.517	n.a.		18.517	n.a.	
51.006	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		51.471	50.868	1	51.471	50.868	1
0,15	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,25	0,18		0,25	0,18	
0,27	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. 19.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino.

(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 del terzo trimestre e dei nove mesi 2019 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"I risultati conseguiti da Eni sono stati di grande solidità, mentre le operazioni di portafoglio quali l'acquisto degli asset Exxon in Norvegia e del 20% della raffineria di Ruwais negli Emirati sono destinate a dare un'ulteriore spinta in termini di sviluppo e di stabilità. In particolare abbiamo conseguito nel trimestre una crescita rilevante della produzione, pari al 6%, grazie ai contributi dall'Egitto, Kazakistan, Ghana e la prima produzione dal Messico, ottenuta a soli undici mesi dalla decisione finale di investimento. La produzione crescente e i risultati della commercializzazione gas e del marketing oil hanno consentito di generare nei primi nove mesi dell'anno un flusso di cassa, in sensibile crescita nonostante lo scenario in peggioramento, pari a €9,4 miliardi, capace di finanziare non solo gli investimenti netti di periodo per €5,6 miliardi ma anche il dividendo e il buy-back previsti per l'intero anno in circa €3,4 miliardi. Questo dimostra che l'efficiente portafoglio Eni vanta uno scenario di break-even ben inferiore a quello riscontrabile nel già difficile scenario odierno. In particolare nel terzo trimestre il Brent ha perso oltre 13 \$/barile mentre il prezzo del gas in Europa si è ridotto di oltre il 50%, accelerando un trend in riduzione rispetto al 2018 evidente dai primi sei mesi dell'anno. Alla solidità dei risultati contribuiranno poi da fine anno l'acquisizione in Norvegia, che apporterà circa 100 mila barili giorno di produzione, e il contributo stabilizzante della partecipazione nella raffineria di Ruwais che accrescerà del 35% la nostra attuale capacità di raffinazione.

E' importante infine evidenziare i continui progressi nei business complementari del futuro, dalle bio-raffinerie, alle rinnovabili e ai primi impianti pilota waste to fuel, che in gran parte fanno leva sulla ricerca interna che sarà sempre più la nostra "seconda esplorazione", volano di generazione di nuovi business.

Su queste basi guardo al futuro più prossimo così come a quello di transizione nel medio lungo termine con grande fiducia".

¹ I valori economici, patrimoniali e finanziari del secondo e del terzo trimestre e dei nove mesi 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. 17-18.

Highlight

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi

- **Forte crescita nel terzo trimestre: 1,89 milioni di boe/giorno, +6%** escludendo l'effetto prezzo e il portafoglio, terzo trimestre migliore di sempre (1,85 milioni di boe/giorno nei nove mesi, +1,8%);
- **Attesa ulteriore crescita della produzione nel quarto trimestre;**
- **Contributo di 240 mila boe/giorno** a oggi dagli avvii 2019 e dai ramp-up in Egitto, Libia, Ghana, Angola, Messico e Algeria;
- **Avvii 2019:**
 - **Area 1** nell'offshore del Messico, avviata in "early production" 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 Melehia SW**;
 - **Trestakk** in Norvegia e **Berkine olio** in Algeria.

Portafoglio

- Vår Energi, la joint venture tra Eni (70%) e HitecVision (30%), ha definito l'acquisizione degli asset upstream di ExxonMobil in **Norvegia** con una produzione 2019 stimata in 150 mila boe/giorno, rafforzando il proprio portafoglio con l'obiettivo di produrre oltre 350 mila boe/giorno al 2023. Il corrispettivo della transazione di \$4,5 miliardi sarà interamente finanziato da Vår Energi con l'autofinanziamento e linee di credito dedicate. Il closing è previsto entro fine anno con effetti accrescitivi sulla generazione di cassa netta.
- Firmati accordi per la cessione a **Qatar Petroleum** di blocchi esplorativi in **Kenya, Marocco e Mozambico**.
- Cessione a Neptune del 20% della scoperta di **Merakes**.

Esplorazione

- **Principali successi:**
 - nei nove mesi scoperte risorse esplorative equity per circa 650 milioni di boe;
 - tre scoperte realizzate da inizio anno nel **Blocco 15/06** (Eni operatore con il 36,8%) nell'**offshore** dell'**Angola** che fanno salire a cinque il totale delle scoperte dalla ripresa nel 2018 dell'esplorazione nell'area, consentendo di incrementare fino a 2 miliardi di barili la stima di olio in posto;
 - **Vietnam:** scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Ken Bau nel Blocco 114 (Eni operatore con il 50%), nell'offshore del Paese;
 - scoperta "near-field" nel **Delta del Niger**, già collegata agli impianti di produzione con una capacità di circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e 3 mila barili/giorno di condensato;
 - scoperta a gas e condensati nel CTP-Blocco 4 (Eni operatore con il 42,47%) nell'**offshore** del **Ghana** con risorse in posto stimate tra 550-650 miliardi di piedi cubi di gas e 18-20 milioni di barili di condensato associato caratterizzato dalla prossimità alle strutture produttive;
 - **Mare del Nord norvegese:** scoperte a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi;
 - **Egitto:** scoperta a gas nel prospetto esplorativo Nour (Eni operatore con il 40%). Scoperte near-field nel deserto occidentale, nel Delta del Nilo e nel Golfo di Suez. Queste ultime sono già state allacciate agli impianti dell'area.

- **Rinnovo portafoglio titoli minerari:** nel corso del 2019 acquisite nuove superfici per complessivi 27.541 chilometri quadrati in Algeria, Bahrain, Cipro, Costa d'Avorio, EAU, Egitto, Kazakhstan, Messico Mozambico e Norvegia.
- **Utile operativo adjusted Exploration & Production:** €2,14 miliardi nel trimestre 2019 (-31% rispetto al trimestre 2018); €6,59 miliardi nei nove mesi (-17% rispetto al periodo di confronto). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge nel 2018 e al netto dello scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in +12% nel trimestre (+7% nei nove mesi) per effetto principalmente della crescita delle produzioni. In particolare l'effetto scenario riferibile ai minori prezzi del gas principalmente in Europa è pari a €530 milioni nel trimestre e €690 milioni nei nove mesi.

Gas & Power

- **Business retail:** incrementata la base clienti di circa 130 mila nuovi punti di consegna nei nove mesi grazie all'espansione nel business power e all'estero; previsioni di ulteriore crescita a fine anno.
- **Utile operativo adjusted G&P:** €93 milioni, +31% rispetto al terzo trimestre 2018 (+2% nei nove mesi a €511 milioni) principalmente grazie alle ottimizzazioni del portafoglio degli asset gas in Europa che ha sfruttato l'elevata volatilità del mercato e alla performance in crescita del retail.

Refining & Marketing e Chimica

- Perfezionata l'**acquisizione del 20% di ADNOC Refining** in Abu Dhabi, per il corrispettivo di \$3,24 miliardi, che include il 20% di una Trading Joint Venture da avviare per la commercializzazione dei prodotti petroliferi. L'operazione si inquadra nella strategia di Eni volta a diversificare geograficamente il proprio portafoglio complessivo e a renderlo maggiormente bilanciato lungo la catena del valore, con un incremento del 35% della capacità di raffinazione.
- **Avviata** nel mese di agosto la **Green refinery di Gela**, in fase di ramp-up verso la capacità di lavorazione target di 750.000 tonnellate/anno.
- **In forte ripresa i risultati di R&M:** utile operativo adjusted di €0,22 miliardi nel trimestre pari a tre volte il trimestre precedente (+54% vs. il terzo trimestre 2018) per effetto del solido contributo del marketing nel periodo di picco dei consumi e della ripresa del margine di raffinazione per le lavorazioni semplici SERM², attenuata dal perdurare dell'apprezzamento dei greggi pesanti vs. il Brent. Utile operativo nei nove mesi a €0,28 miliardi, +29% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, grazie alla positiva performance del marketing, mentre la raffinazione sconta l'andamento sfavorevole dello scenario di conversione e l'indisponibilità di alcuni impianti.
- **Risultato adjusted della Chimica:** perdita operativa di €70 milioni nel trimestre per effetto di uno scenario ancora depresso. Perdita operativa di €144 milioni nei nove mesi, che sconta oltre lo scenario, l'incidente occorso a gennaio allo steam-cracker di Priolo e altre fermate non programmate.

Decarbonizzazione ed economia circolare

- **Energy Solutions**, generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili: 42 MW di capacità installata al 30 settembre. Tra le principali iniziative del trimestre si evidenziano:
 - l'acquisizione di due progetti per la realizzazione di centrali fotovoltaiche nel **Territorio del Nord australiano** da 12,5 MW ciascuna presso i siti di Batchelor e Manton, con completamento previsto entro il terzo trimestre del 2020;
 - un accordo di cooperazione con **Mainstream Renewable Power**, società per l'energia eolica e solare, per sviluppare progetti in mercati con elevato potenziale di crescita;
 - l'assegnazione a ArmWind LLP, joint venture tra Eni e General Electric, di un progetto per la costruzione di un impianto eolico da 48MW nel **Nord Kazakhstan** a seguito di un'asta competitiva.

² SERM: Standard Eni Refining Margin. Si veda pag. 9.

Sono in fase di costruzione i seguenti impianti:

- Badamsha, in **Kazakhstan**, parco eolico da 50 MW;
- Porto Torres (SS), fotovoltaico da 31 MW e Volpiano (TO) da 18 MW, in **Italia**;
- Katherine, nel nord dell'**Australia**, fotovoltaico da 33,7 MW, dotato di un sistema di accumulo;
- Tataouine, nel sud della **Tunisia**, fotovoltaico da 10 MW (Eni 50%), e Adam, in prossimità della omonima concessione petrolifera, fotovoltaico da 5 MW (Eni 50%);
- Bhit in **Pakistan**, fotovoltaico da 10 MW.

Capacità installata attesa a fine anno pari a 190 MW.

- Eni confermata come partecipante al **Global Compact LEAD** in considerazione dell'impegno della Compagnia nella promozione degli SDG dell'ONU.
- Firmati accordi quadro per lo **sviluppo dell'economia circolare**, in particolare per la conversione dei rifiuti in bio-feedstock.
- Firmata con l'**Organizzazione delle Nazioni Unite per lo sviluppo industriale (UNIDO)** una dichiarazione congiunta per l'avvio di un modello innovativo di collaborazione pubblico-privato, finalizzato al conseguimento degli SDG dell'ONU.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €2,16 miliardi nel trimestre, -35% (€6,79 miliardi nei nove mesi, -18%). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in -1% nel trimestre (+4% nei nove mesi).
- **Utile netto adjusted:** €0,78 miliardi nel trimestre, -44% (-42% escludendo gli effetti IFRS 16); €2,33 miliardi nei nove mesi, -26% (-23% escludendo gli effetti IFRS 16).
- **Utile netto:** €0,52 miliardi e €2,04 miliardi rispettivamente nel trimestre 2019 e nei nove mesi 2019.
- **Generazione di cassa ante working capital a costi di rimpiazzo³:** €2,6 miliardi nel trimestre, -23%; €9,4 miliardi nei nove mesi, +5% (€2,4 miliardi nel trimestre; €8,9 miliardi nei nove mesi prima dell'effetto IFRS 16). Sulla generazione di cassa ha influito negativamente in particolare il minor prezzo del gas principalmente in Europa per €340 milioni nel trimestre e €520 milioni nei nove mesi.
- **Generazione di cassa operativa:** €2,06 miliardi nel terzo trimestre (-50%); €8,67 miliardi nei nove mesi (-7%) su cui ha inciso il pagamento straordinario legato alla definizione di un arbitrato (€330 milioni).
- **Investimenti netti:** €5,6 miliardi nei nove mesi al netto dell'acquisizione di ADNOC Refining e di riserve e con effetti IFRS 16 non significativi.
- **Indebitamento finanziario netto:** escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, il debito netto si determina in €12,7 miliardi, in aumento del 53% rispetto al 31 dicembre 2018 in relazione principalmente all'acquisizione del 20% di ADNOC Refining (€2,9 miliardi), €5,6 miliardi di investimenti netti e avendo corrisposto €3,24 miliardi agli azionisti sotto forma di dividendi e riacquisto azioni proprie. Includendo gli effetti dello IFRS 16: €18,5 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 0,25, in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 (0,16) e al 30 giugno 2019 (0,15) avendo assorbito l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining, gli investimenti netti di periodo e la quasi totalità della remunerazione degli azionisti prevista per l'anno. 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:** avviato il 5 giugno il programma di riacquisto di azioni; al 30 settembre acquistate 16,2 milioni di azioni per un controvalore di €229 milioni.

³ Vedi definizione alla tavola di riconduzione a pag. 14.

Outlook 2019

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: previsto un livello produttivo medio per il 2019 di 1,87 – 1,88 milioni di boe/giorno allo scenario di budget di 62 \$/barile. Il range riflette la volatilità della domanda asiatica di LNG e delle produzioni in Venezuela. Come anticipato, la produzione ha registrato un'accelerazione nel terzo trimestre ancora interessato da residue attività di manutenzione ed è prevista crescere ulteriormente nel quarto trimestre. Previsto un contributo annuo da avvii/ramp-up di circa 250 mila boe/giorno, riferiti principalmente alla crescita di Zohr, alla regimazione dei giacimenti avviati nel 2018, in particolare in Libia, Ghana e Angola, gli avvii dell'anno dei progetti Area 1 nell'offshore del Messico, Baltim SW in Egitto, Berkine North in Algeria e Trestakk in Norvegia, ed altri incrementi, in grado di più che compensare il declino di giacimenti maturi.

Risorse esplorative: target di risorse equity a circa 700 milioni di boe nell'anno.

Gas & Power

Risultato operativo: atteso a circa €600 milioni.

Portafoglio clienti retail: previsto in crescita per lo sviluppo del business power e delle attività estere.

Refining & Marketing e Chimica

Margine di raffinazione di breakeven rivisto a circa 5,2 \$/barile nel 2019 per effetto del peggioramento del differenziale tra greggi leggeri e greggi pesanti e della non piena operatività del sistema industriale. Allo scenario di budget e con la piena operatività, 3,5 \$/barile a fine 2019.

Risultato operativo R&M "pro-forma" (inclusivo del pro-quota ADNOC Refining): rivista la guidance a circa €400 milioni in considerazione dell'ulteriore flessione dello scenario di conversione nel terzo trimestre, in via di normalizzazione.

Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie sostanzialmente in linea.

Lavorazioni green previste in crescita per l'avvio di Gela.

Vendite rete stabili; costante la quota di mercato retail Italia.

Vendite e produzioni di prodotti chimici: in flessione a causa della fermata dello steam-cracker di Priolo avvenuta nel primo trimestre, tornato a regime a fine luglio, e di altre fermate non programmate. Sulle vendite pesa la debolezza dello scenario in particolare del settore automotive, nonché la riduzione dei consumi di "single-use plastics".

Gruppo

Capex: rivista in leggera riduzione la guidance di €8 miliardi per il 2019 al cambio di budget di 1€= 1,15 USD.

Generazione di cassa prima della variazione del circolante a costi di rimpiazzo: confermata la guidance di circa €12,8 miliardi, allo scenario di budget e prima degli effetti dello IFRS 16.

Cash neutrality: confermata per il 2019 la copertura degli investimenti organici e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile ante effetti IFRS 16; 52 \$/barile con gli effetti dello IFRS 16.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim. 2019			III Trim. 2019 2018			Nove mesi 2019 2018		
					var %			var %
Produzioni								
867	Petrolio	mgl di barili/g	893	886	0,8	882	884	(0,2)
148	Gas naturale	mln di metri cubi/g	152	142	7,0	149	148	0,7
1.834	Idrocarburi (a)(b)	mgl di boe/g	1.888	1.803	4,7	1.854	1.844	0,5
Prezzi medi di realizzo								
63,52	Petrolio	\$/barile	56,90	69,99	(19)	59,34	66,95	(11)
173	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	159	203	(22)	176	173	2
45,18	Idrocarburi	\$/boe	40,99	51,85	(21)	43,57	47,29	(8)

(a) Il dato include circa 8 mila boe/giorno e 13 mila boe/giorno cumulati, prevalentemente gas, rispettivamente nel terzo trimestre 2019 e nei nove mesi 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 nei nove mesi e nel terzo trimestre. I precedenti trimestri 2019 sono stati coerentemente riesposti. Per maggiori informazioni vedi pag. 17.

- La **produzione di idrocarburi** nel trimestre è stata di 1,888 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti delle operazioni di portafoglio e dell'effetto prezzo, la produzione risulta in crescita in entrambi i reporting period (+6% nel trimestre; +1,8% nei nove mesi). Inoltre il confronto dei nove mesi 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 +6%. La performance produttiva è stata sostenuta dal ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia, Angola e Ghana e degli start-up in Messico, Egitto e Algeria (per un contributo complessivo di 240 mila boe/giorno), da incrementi in Kazakhstan, Nigeria ed Emirati Arabi Uniti, nonché dalle minori manutenzioni. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia a seguito della modulazione delle produzioni per riflettere la riduzione della domanda gas in Asia, e in Venezuela, per la situazione contingente nel Paese, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia.
- La **produzione di petrolio** è stata di 893 mila barili/giorno, in aumento di 7 mila barili/giorno rispetto al trimestre 2018 (882 mila barili/giorno nei nove mesi). Gli start-up e ramp-up del periodo e la crescita produttiva in Kazakhstan, Nigeria ed Emirati Arabi Uniti sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive, dalla minore produzione in Venezuela e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 152 milioni di metri cubi/giorno, in aumento di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari al 7% rispetto al trimestre 2018 (149 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi). I ramp-up di periodo sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia nonché dal declino dei giacimenti maturi.

Risultati

II Trim. 2019		III Trim. 2019 2018			Nove mesi 2019 2018		
(€ milioni)				var %			var %
2.136	Utile (perdita) operativo	2.162	3.220	(33)	6.587	7.788	(15)
4	Esclusione special items	(21)	(125)		2	134	
2.140	Utile (perdita) operativo adjusted	2.141	3.095	(31)	6.589	7.922	(17)
(79)	Proventi (oneri) finanziari netti	(119)	(110)		(322)	(429)	
86	Proventi (oneri) su partecipazioni	50	53		198	197	
(1.415)	Imposte sul reddito	(1.267)	(1.649)		(3.857)	(4.293)	
65,9	tax rate (%)	61,1	54,3		59,7	55,8	
732	Utile (perdita) netto adjusted	805	1.389	(42)	2.608	3.397	(23)
I risultati includono:							
189	Costi di ricerca esplorativa:	69	100	(31)	375	261	44
64	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	66	58		212	186	
125	- radiazione di pozzi di insuccesso	3	42		163	75	
1.676	Investimenti tecnici	1.559	1.575	(1)	5.221	5.636	(7)

- Nel terzo trimestre 2019 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.141 milioni con una riduzione del 31% rispetto al terzo trimestre 2018 (€6.589 milioni nei nove mesi, -17%). La variazione si ridetermina in +12% (+7% nei nove mesi) escludendo dal periodo di confronto il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources ai fini della costituzione di Vår Energi, joint venture valutata a equity operativa dall'1/1/2019 e al netto dello IFRS 16 e dell'effetto negativo dello scenario riferito alla flessione del prezzo in dollari del petrolio (-18% per il marker Brent; -10% nei nove mesi) e dei prezzi spot del gas, quest'ultimi con impatto particolare sulle vendite nei mercati europei, solo parzialmente compensati dall'apprezzamento dello USD vs. EUR (+4%). In particolare l'effetto scenario riferibile ai minori prezzi del gas principalmente in Europa è pari a €530 milioni nel trimestre e €690 milioni nei nove mesi e sconta oltre alla flessione dei prezzi del gas di produzione, anche il 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 di spettanza. La migliore performance è dovuta all'effetto positivo volume/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività, in parte compensata dai maggiori ammortamenti e, nei nove mesi, 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. Su questa base sono stati rilevati a conto economico il ricavo corrispondente al prezzo contrattuale per i volumi in take-or-pay e i connessi effetti sugli ammortamenti unit-of-production e sulle imposte.
- L'**utile netto adjusted** di €805 milioni nel terzo trimestre 2019 è diminuito del 42% (€2.608 milioni nei nove mesi, -23%) per effetto della riduzione dell'utile operativo. Nei nove mesi tale trend è in parte compensato dal miglioramento della gestione finanziaria/partecipazioni (+€108 milioni nei nove mesi) dovuto alla quota di risultato della joint venture Vår Energi (€38 milioni) e dalla circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo. L'incremento del tax rate adjusted rispettivamente di 7 e 4 punti percentuali nei due reporting period è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in paesi a più elevata fiscalità. Il cash tax rate si attesta al 30% nel terzo trimestre a al 29% nei nove mesi.

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

Gas & Power

Vendite

II Trim.		III Trim.			Nove mesi			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
178	PSV	€/mgl di metri cubi	131	280	(53)	175	255	(31)
137	TTF		108	260	(58)	146	237	(38)
Vendite di gas naturale		mid di metri cubi						
9,69	Italia		8,72	9,22	(5)	29,18	30,18	(3)
5,97	Resto d'Europa		6,20	6,10	2	20,17	21,52	(6)
1,10	di cui: Importatori in Italia		1,11	1,00	11	3,23	2,38	36
4,87	Mercati europei		5,09	5,10		16,94	19,14	(11)
2,14	Resto del Mondo		1,93	2,15	(10)	6,63	6,29	5
17,80	Totale vendite gas mondo		16,85	17,47	(4)	55,98	57,99	(3)
2,20	di cui: vendite di GNL		2,50	2,50		7,40	7,90	(6)
9,25	Vendita di energia elettrica	terawattora	10,18	9,46	8	29,57	27,17	9

- Nel trimestre le **vendite di gas naturale** di 16,85 miliardi di metri cubi sono diminuite del 4% rispetto al trimestre 2018 (55,98 miliardi di metri cubi, -3% nei nove mesi). Le vendite in Italia di 8,72 miliardi di metri cubi del trimestre si riducono del 5% (-3% a 29,18 miliardi di metri cubi nei nove mesi) principalmente a causa delle minori vendite ai grossisti e all'hub, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati al settore termoelettrico e industriale. Le vendite nei mercati europei nel trimestre sono pari a 5,09 miliardi di metri cubi in linea al periodo di confronto; nei nove mesi le vendite si riducono dell'11% a 16,94 miliardi di metri cubi, a seguito delle operazioni di ottimizzazione del portafoglio.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 10,18 TWh (29,57 TWh nei nove mesi) in aumento dell'8% nel trimestre e del 9% nei nove mesi per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
95	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	(24)	21	..	429	576	(26)
(49)	Esclusione special item		117	50		82	(75)	
46	Utile (perdita) operativo adjusted		93	71	31	511	501	2
27	- Gas & LNG Marketing and Power		96	89	8	349	390	(11)
19	- Eni gas e luce		(3)	(18)	83	162	111	46
(2)	Proventi (oneri) finanziari netti		(14)	1		(25)	(5)	
(6)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(18)	(9)		(17)	2	
(17)	Imposte sul reddito		(15)	(33)		(137)	(196)	
44,7	tax rate (%)		24,6	52,4		29,2	39,4	
21	Utile (perdita) netto adjusted		46	30	53	332	302	10
57	Investimenti tecnici		50	44	14	149	141	6

- Nel terzo trimestre 2019 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €93 milioni, +31% rispetto al terzo trimestre 2018 (€511 milioni nei nove mesi; +2%) principalmente grazie al contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas in Europa che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del risultato del business GNL impattato negativamente dallo scenario prezzi in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail, nel trimestre più debole dell'anno per effetto della stagionalità, ha conseguito comunque un notevole miglioramento di performance confermando il trend del periodo (crescita del 46% dell'utile operativo adjusted nei nove mesi) grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale, alla riduzione del churn rate nel segmento power, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.
- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €46 milioni, in crescita del 53% rispetto al periodo di confronto (€30 milioni). Nei nove mesi l'utile netto adjusted si attesta a €332 milioni, in aumento del 10%.

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

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

II Trim.		III Trim.			Nove mesi			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
3,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	6,0	4,5	33	4,4	3,9	13
5,25	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,65	5,23	8	15,84	15,58	2
0,38	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,61	0,66	(8)	1,40	2,10	(33)
5,63	Totale lavorazioni		6,26	5,89	6	17,24	17,68	(2)
88	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	94	91		89	92	
20	Lavorazioni green	mg/ ton	85	41	..	185	166	11
Marketing								
2,10	Vendite rete Europa	mln ton	2,19	2,20	..	6,23	6,29	(1)
1,48	Vendite rete Italia		1,53	1,54	..	4,39	4,42	(1)
0,62	Vendite rete resto d'Europa		0,66	0,66		1,84	1,87	(2)
23,9	Quota mercato rete Italia	%	23,7	24,0		23,7	24,0	
2,57	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,83	2,72	4	7,66	7,76	(1)
1,98	Vendite extrarete Italia		2,07	1,98	5	5,75	5,55	4
0,59	Vendite extrarete resto d'Europa		0,76	0,74	3	1,91	2,21	(14)
Chimica								
1,12	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,09	1,21	(10)	3,25	3,75	(13)
69	Tasso utilizzo impianti	%	68	77		68	79	

- Nel terzo trimestre 2019 il **marginale indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) è stato di 6 \$/barile, in crescita del 33% (nei nove mesi è pari a 4,4 \$/barile) grazie all'allargamento degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera. Nel trimestre è stato registrato il sostanziale azzeramento dello sconto dei greggi pesanti rispetto al Brent, che penalizza la redditività delle lavorazioni complesse. Nel mese di ottobre si registra l'ulteriore rafforzamento dei crack spread di benzina e distillati medi rispetto al Brent e la riapertura dello sconto greggi heavy vs light salito a circa -1 \$/bl.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,26 milioni di tonnellate, +6% rispetto al trimestre 2018 grazie alle minori fermate manutentive a Taranto e Milazzo ed ai maggiori volumi processati presso la raffineria di Sannazzaro, bilanciate dall'upset della raffineria di Livorno, nonché dall'indisponibilità della raffineria di Vohburg (Bayernoil) dopo l'incidente occorso nel settembre 2018. Nei nove mesi le lavorazioni di 17,24 milioni di tonnellate sono in flessione del 2% a causa delle citate indisponibilità alle quali si aggiungono le minori lavorazioni presso PCK, per contaminazione dell'oleodotto di Druzhba, Milazzo e Sannazzaro, parzialmente compensate dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Taranto.
- I **volumi di lavorazione green** sono più che raddoppiati rispetto al terzo trimestre 2018, a seguito dell'avvio produttivo presso Gela avvenuto ad agosto nonostante la minore regolarità di marcia di Venezia. Nei nove mesi l'incremento è pari all'11%, dovuto agli stessi driver del trimestre.
- Le **vendite rete in Italia** del trimestre pari a 1,53 milioni di tonnellate sono in linea (4,39 milioni di tonnellate, pressoché invariate rispetto ai nove mesi 2018). L'incremento registrato sulla rete di proprietà è compensato dalla riduzione negli altri segmenti. In aumento i volumi commercializzati nel segmento premium. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 23,7% in leggera flessione rispetto al 2018 (24%) in un contesto di consumi lievemente decrescenti.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,07 milioni di tonnellate aumentano del 5% rispetto al periodo di confronto (5,75 milioni di tonnellate nei nove mesi, +4%) principalmente per maggiori vendite di gasolio, benzina e bunker.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,42 milioni di tonnellate, in aumento del 1% rispetto al trimestre 2018 (-8% nei nove mesi), riflettono principalmente i maggiori volumi commercializzati in Austria e Svizzera compensati dalle minori vendite in Germania dovute all'indisponibilità di produzione da Bayernoil.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel trimestre di 1,09 milioni di tonnellate sono diminuite del 10% per effetto principalmente delle minori vendite nel business intermedi a causa della debolezza della domanda nei settori automotive e per le single-use plastics. La flessione del 13% nei nove mesi scatta 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.

Risultati

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
(52)	Utile (perdita) operativo	(68)	170	..	158	566	(72)
(42)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	129	(154)		(315)	(513)	
142	Esclusione special item	84	77		295	184	
48	Utile (perdita) operativo adjusted	145	93	56	138	237	(42)
76	- Refining & Marketing	215	140	54	282	219	29
(28)	- Chimica	(70)	(47)	(49)	(144)	18	..
(4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(4)	(2)		(4)	9	
(14)	Proventi (oneri) su partecipazioni	2	2		9	4	
(22)	Imposte sul reddito	(56)	(36)		(89)	(107)	
73,3	tax rate (%)	39,2	38,7		62,2	42,8	
8	Utile (perdita) netto adjusted	87	57	53	54	143	(62)
229	Investimenti tecnici	231	181	28	648	505	28

- Nel terzo trimestre 2019 il **business Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €215 milioni con un aumento del 54% rispetto al terzo trimestre 2018 (€282 milioni l'utile operativo nei nove mesi 2019, +29% rispetto al periodo di confronto) grazie alla positiva performance del marketing, principalmente nel segmento retail. Il business raffinazione ha registrato risultati in ripresa, nonostante lo scenario sfavorevole per le lavorazioni complesse, grazie ad azioni di ottimizzazioni degli assetti. Nei nove mesi il risultato aumenta in misura inferiore (+29%) poiché è stato penalizzato dal significativo deterioramento della redditività delle lavorazioni complesse dovuto alla contrazione del differenziale tra greggi ad alto tenore di zolfo e il greggio leggero benchmark Brent, che penalizza i risultati delle raffinerie Eni a elevata conversione, nonché dall'indisponibilità di alcuni impianti.
- I risultati della **Chimica** nel corso del 2019 con perdite operative adjusted di €70 milioni e €144 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi 2019 sono stati pesantemente condizionati da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materia plastiche, in particolare l'automotive, e dalla minore domanda di "plastiche mono-uso". Questo ha determinato spread dei prodotti rispetto alla carica su valori non remunerativi principalmente per il polietilene e significative flessioni negli stirenici e negli elastomeri. Inoltre il risultato è stato influenzato in misura significativa dall'incidente occorso all'hub di Priolo, tornato in piena operatività a fine luglio, con perdita di margine ed extracosti di re-start e da altre fermate non programmate.
- Il **risultato netto adjusted** è stato pari a €87 milioni nel trimestre, +53%, per effetto del miglioramento della performance operativa nella Refining & Marketing. Nei nove mesi l'utile netto è di €54 milioni, -62% rispetto ai nove mesi 2018.

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

Risultati di gruppo

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
18.440	Ricavi della gestione caratteristica	16.686	19.695	(15)	53.666	55.766	(4)
2.231	Utile (perdita) operativo	1.861	3.449	(46)	6.610	8.487	(22)
(74)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	109	(153)		(237)	(507)	
122	Esclusione special item ^(a)	189	8		419	268	
2.279	Utile (perdita) operativo adjusted	2.159	3.304	(35)	6.792	8.248	(18)
	Dettaglio per settore di attività						
2.140	Exploration & Production	2.141	3.095	(31)	6.589	7.922	(17)
46	Gas & Power	93	71	31	511	501	2
48	Refining & Marketing e Chimica	145	93	56	138	237	(42)
(127)	Corporate e altre attività	(149)	(102)	(46)	(413)	(433)	5
172	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	(71)	147		(33)	21	
424	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	523	1.529	(66)	2.039	3.727	(45)
(52)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	77	(108)		(167)	(359)	
190	Esclusione special item ^(a)	176	(33)		458	(235)	
562	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	776	1.388	(44)	2.330	3.133	(26)

(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 terzo trimestre 2019 l'**utile operativo adjusted** di €2.159 milioni è diminuito del 35% rispetto allo stesso periodo del 2018 (€6.792 milioni nei nove mesi, -18%) per effetto del deterioramento dello scenario e del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi. **Escludendo l'effetto di tale operazione e al netto dello scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in -1%** (+4% nei nove mesi). In particolare l'effetto scenario riferibile ai minori prezzi del gas principalmente in Europa è pari a €530 milioni nel trimestre e €690 milioni nei nove mesi. Il miglioramento della performance è attribuibile alla E&P grazie ai maggiori volumi e al contributo crescente di barili a maggiore redditività, all'ottima performance del marketing di prodotti petroliferi e al settore G&P che ha fatto leva sull'ottimizzazione del portafoglio di asset gas in Europa e sulla crescita del retail.
- Nel terzo trimestre 2019 il **risultato netto adjusted** di €776 milioni è diminuito del 44% rispetto al periodo di confronto 2018, per effetto della flessione della performance operativa in parte compensata dai minori oneri finanziari che beneficiano di proventi finanziari one-off. Nei nove mesi 2019, l'utile netto adjusted di €2.330 milioni è in calo del 26%. Il tax rate adjusted si attesta al 61% nel trimestre (63% nei nove mesi), in aumento di circa 6 punti percentuali rispetto al periodo precedente (+5 punti percentuali nei nove mesi), per effetto della maggiore incidenza sull'utile di Gruppo dell'utile ante imposte del settore E&P, prodotto in Paesi a più elevata fiscalità.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €189 milioni (€419 milioni nei nove mesi) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** proventi netti di €21 milioni nel trimestre (oneri di €2 milioni nei nove mesi) rappresentati da: plusvalenze sulla cessione di proprietà oil&gas, il rimborso di costi a seguito della cessione della quota in Nour (€15 milioni nei nove mesi) e altri proventi diversi, parzialmente compensati da un accantonamento al fondo svalutazione di crediti nei confronti di una controparte di Stato in funzione del probabile esito di una rinegoziazione in corso relativa a un contratto petrolifero (€37 milioni) e dalla svalutazione di alcuni asset per allinearli al fair value (€26 milioni nel progressivo) e accantonamenti a fondo rischi;
- **G&P:** oneri netti di €117 milioni nel trimestre (oneri netti di €82 milioni nei nove mesi) rappresentati dalla 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 (€34 milioni nel trimestre e €185 milioni nei nove mesi), parzialmente compensata dai proventi relativi alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €18 milioni e €233 milioni rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi) e dalla riclassifica del saldo positivo di €85 milioni (€125 milioni nei nove mesi) 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;

- **R&M e Chimica:** oneri netti di €84 milioni nel trimestre (€295 milioni nei nove mesi) rappresentati da: svalutazioni di impianti riferite in particolare alla svalutazione parziale della raffineria di Sannazzaro rilevata nel primo semestre, dovuta alla revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini delle lavorazioni complesse, nonché agli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€315 milioni nei nove mesi); oneri ambientali (€35 milioni e €120 milioni, rispettivamente nel trimestre e nei nove mesi), in parte compensati dalla rilevazione nel semestre di un indennizzo assicurativo (€169 milioni) relativo all'impianto EST.

Risultati reported

Nei nove mesi 2019 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €2.039 milioni rispetto all'utile netto di €3.727 milioni del corrispondente periodo del 2018 (-45%). L'utile operativo reported (€6.610 milioni) è diminuito del 22% pari a circa €1,9 miliardi a causa principalmente del peggioramento della performance del settore E&P (-€1,2 miliardi) penalizzato dalla flessione del prezzo del Brent (-10%) e dei prezzi del gas in Europa (in particolare il prezzo spot Italia "PSV" è diminuito del 50%), attenuati dall'apprezzamento del dollaro USA vs. l'Euro, nonché per effetto del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi. Performance in calo anche nel settore Refining & Marketing e Chimica (-€0,4 miliardi) a causa dell'effetto prezzo sulla valutazione delle scorte al costo medio ponderato, dell'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione, in particolare per le lavorazioni complesse, del downturn della domanda di prodotti chimici che ha comportato la flessione dei margini delle principali commodity, nonché a causa di alcuni incidenti e fermate non programmate che hanno ridotto le produzioni. Tali trend sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle produzioni, dalla buona performance del marketing di prodotti petroliferi e dal consolidamento dei risultati di G&P grazie all'ottimizzazione del portafoglio degli asset gas in Europa e ai migliori risultati del business retail trainati dalla maggiore efficacia ed efficienza dell'azione commerciale.

In miglioramento la gestione finanziaria (+€206 milioni) che riflette proventi su cambi realizzati sul rimborso di capitale intercompany e la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

L'utile netto è stato inoltre penalizzato dalla flessione dei proventi da partecipazioni (-€345 milioni) dovuta alla circostanza che nel corrispondente periodo del 2018 fu rilevata la ripresa di valore di €429 milioni di Angola LNG, nonché dall'incremento di circa 13 punti percentuali del tax rate.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €180 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 €81 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.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2019	2018	var. ass.	2019	2018	var. ass.
425 Utile (perdita) netto		524	1.530	(1.006)	2.044	3.735	(1.691)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
2.330 - ammortamenti e altre componenti non monetarie		1.962	1.911	51	6.246	5.574	672
(21) - plusvalenze nette su cessioni di attività		(18)	(19)	1	(44)	(437)	393
1.701 - dividendi, interessi e imposte		1.483	1.846	(363)	4.666	4.629	37
1.056 Variazione del capitale di esercizio		(438)	560	(998)	(972)	(116)	(856)
625 Dividendi incassati da partecipate		72	60	12	1.227	160	1.067
(1.363) Imposte pagate		(1.220)	(1.620)	400	(3.736)	(3.754)	18
(238) Interessi (pagati) incassati		(310)	(166)	(144)	(764)	(469)	(295)
4.515 Flusso di cassa netto da attività operativa		2.055	4.102	(2.047)	8.667	9.322	(655)
(1.997) Investimenti tecnici		(1.899)	(1.830)	(69)	(6.135)	(6.332)	197
(21) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.931)	(26)	(2.905)	(2.982)	(157)	(2.825)
32 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		192	95	97	230	1.356	(1.126)
(27) Altre variazioni relative all'attività di investimento		(117)	46	(163)	(76)	739	(815)
2.502 Free cash flow		(2.700)	2.387	(5.087)	(296)	4.928	(5.224)
(57) Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(a)		(31)	(45)	14	(153)	(104)	(49)
(453) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.432)	2.064	(3.496)	(2.095)	1.090	(3.185)
(167) Rimborso di passività per beni in leasing		(255)		(255)	(652)		(652)
(1.525) Flusso di cassa del capitale proprio		(1.719)	(1.510)	(209)	(3.244)	(2.953)	(291)
(6) Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		16	5	11	18	17	1
294 FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(6.121)	2.901	(9.022)	(6.422)	2.978	(9.400)

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2019	2018	var. ass.	2019	2018	var. ass.
2.502 Free cash flow		(2.700)	2.387	(5.087)	(296)	4.928	(5.224)
(167) Rimborso di passività per beni in leasing		(255)		(255)	(652)		(652)
Debiti e crediti finanziari società acquisite						(2)	2
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13		13	13	(5)	18
(1) Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(179)	15	(194)	(241)	(57)	(184)
(1.525) Flusso di cassa del capitale proprio		(1.719)	(1.510)	(209)	(3.244)	(2.953)	(291)
809 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		(4.840)	892	(5.732)	(4.420)	1.911	(6.331)
(13) Effetti prima applicazione IFRS 16					(5.759)		(5.759)
167 Rimborsi lease liability		255		255	652		652
(58) Accensioni del periodo e altre variazioni		(341)		(341)	(701)		(701)
96 Variazione passività per beni in leasing		(86)		(86)	(5.808)		(5.808)
905 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(4.926)	892	(5.818)	(10.228)	1.911	(12.139)

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

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** nei nove mesi 2019 è stato di €8.667 milioni (€2.055 milioni nel terzo trimestre).

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €1 miliardo (€0,4 miliardi nel trimestre) riflette il minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2018 (-€363 milioni; -€244 milioni di minore factoring nel terzo trimestre) e il pagamento in precedenza di un onere legato alla definizione di un arbitrato accantonato nel bilancio 2018 (€330 milioni). Il flusso di cassa netto da attività operativa comprende il dividendo dell'ammontare di €1.047 milioni pagato dalla joint venture Vår Energi.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €9.402 milioni (€2.602 milioni nel trimestre). Sulla generazione di cassa ha influito negativamente in particolare il minor prezzo del gas principalmente in Europa per €340 milioni nel trimestre e €520 milioni nei nove mesi. Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €498 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 €9.117 milioni e includono circa €650 milioni per l'acquisto di riserve principalmente in Alaska e in Algeria e altre componenti non organiche nonché il corrispettivo dell'acquisizione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi).

Il cash out per investimenti registra un beneficio di €154 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 €652 milioni sul free cash flow.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** di €3.244 milioni è relativo per €3.018 milioni al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2018 e acconto dividendo 2019) e per €222 milioni al riacquisto di azioni proprie nell'ambito del programma di buy-back adottato dal management, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2019, che prevede per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

Nei nove mesi 2019 la gestione ha solo in parte finanziato i cash out connessi agli investimenti organici e alle acquisizioni di equity/riserve portando un free cash flow negativo di circa €296 milioni, che unitamente alla remunerazione degli azionisti di €3,24 miliardi, al rimborso delle rate di leasing di €652 milioni e ad altre componenti minori ha determinato un incremento dell'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 di circa €4,4 miliardi.

Effetti sul cash flow statement dello IFRS 16

(€ milioni)

Nove mesi 2019	post IFRS 16	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	9.402	(525)	8.877
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	(735)	27	(708)
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.667	(498)	8.169
Investimenti tecnici	(6.135)	(154)	(6.289)
Free cash flow	(296)	(652)	(948)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.991)	652	(5.339)
Flusso di cassa netto	(6.422)		(6.422)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di -€972 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €237 milioni (-€972 milioni + €237 milioni = €735 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit.

(€ milioni)

III Trimestre 2019	post IFRS 16	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	2.602	(171)	2.431
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	(547)	(35)	(582)
Flusso di cassa netto da attività operativa	2.055	(206)	1.849
Investimenti tecnici	(1.899)	(49)	(1.948)
Free cash flow	(2.700)	(255)	(2.955)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.406)	255	(3.151)
Flusso di cassa netto	(6.121)		(6.121)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €438 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock loss) di €109 milioni (-€438 milioni - €109 milioni = €547 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Sett. 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	63.697		60.302	3.395
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.569	5.643		5.569
Attività immateriali	3.189		3.170	19
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.332		1.217	115
Partecipazioni	10.152		7.963	2.189
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.504		1.314	190
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.498)		(2.399)	(99)
	82.945	5.643	71.567	11.378
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.679		4.651	28
Crediti commerciali	8.711		9.520	(809)
Debiti commerciali	(9.759)	128	(11.645)	1.886
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.028)		(1.104)	(924)
Fondi per rischi e oneri	(12.708)		(11.886)	(822)
Altre attività (passività) d'esercizio	(721)	(12)	(860)	139
	(11.826)	116	(11.324)	(502)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.151)		(1.117)	(34)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	20		236	(216)
CAPITALE INVESTITO NETTO	69.988	5.759	59.362	10.626
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.413		51.016	397
Interessenze di terzi	58		57	1
Patrimonio netto	51.471		51.073	398
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.709		8.289	4.420
Passività per leasing	5.808	5.759		5.808
- di cui working interest Eni	3.782	3.730		3.782
- di cui working interest follower	2.026	2.029		2.026
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16	18.517	5.759	8.289	10.228
COPERTURE	69.988	5.759	59.362	10.626
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,25		0,16	0,09
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,36		n.a.	
Gearing	0,26		0,14	0,12

- Al 30 settembre 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €11.378 milioni a €82.945 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 (€2.886 milioni), formalizzata nel mese di luglio. Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€3.395 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€6.135 milioni), all'effetto cambio e all'aggiornamento dell'asset retirement obligation, parzialmente compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€6.417 milioni).
- Il **capitale di esercizio netto** (-€11.826 milioni) diminuisce di €502 milioni per effetto dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle provision, parzialmente compensati dalla riduzione del saldo crediti/debiti commerciali.
- Il **patrimonio netto** (€51.471 milioni) è aumentato di €398 milioni rispetto al 31 dicembre 2018. L'utile netto del periodo e l'incremento della riserva per differenze cambio (€1.801 milioni) sono stati parzialmente compensati dalla remunerazione agli azionisti Eni (€3.018 milioni la distribuzione del saldo dividendo 2018 e dell'acconto sull'esercizio 2019), dalla variazione negativa (-€318 milioni) della riserva cash flow hedge e dalla rettifica per il riacquisto delle azioni proprie (-€229 milioni).

- L'**indebitamento finanziario netto**⁴ al 30 settembre 2019 è pari a €18.517 milioni in aumento di €10.228 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 circa €2 miliardi alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call (v. criteri di rilevazione dello IFRS 16 nel sezione basis of presentation). Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €12.709 milioni, evidenziando un incremento di €4.420 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 30 settembre 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 dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,25.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

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. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre 2019 e ai nove mesi 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 secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2019 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2018 e secondo trimestre 2019). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento 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 terzo trimestre e dei nove mesi 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") dei nove mesi e del terzo trimestre 2019 è stato di 9 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo e secondo 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)	Nove mesi 2019		
	Conto economico		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(39.744)	770	(38.974)
Ammortamenti	(5.303)	(590)	(5.893)
Utile operativo	6.430	180	6.610
Oneri finanziari e imposte	(6.986)	(261)	(7.247)
Utile netto	2.125	(81)	2.044

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

Nove mesi 2019			
Rendiconto finanziario			
(€ milioni)	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)	8.169	498	8.667
Investimenti tecnici	(6.289)	154	(6.135)
Free Cash Flow (FCF)	(948)	652	(296)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)	(5.339)	(652)	(5.991)
Flusso di cassa netto del periodo (CASH FLOW)	(6.422)		(6.422)

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.

* * *

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 terzo trimestre e dei nove mesi 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 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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Leverage

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

Gearing

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

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)

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.

(€ milioni)

III Trimestre 2018

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

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	6.587	429	158	(453)	(111)	6.610
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(315)		78	(237)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			120	32		152
svalutazioni (riprese di valore) nette	26		315	3		344
plusvalenze nette su cessione di asset	(21)		(3)			(24)
accantonamenti a fondo rischi	(10)			21		11
oneri per incentivazione all'esodo	9	4	8	4		25
derivati su commodity		(233)	(7)			(240)
differenze e derivati su cambi	6	125	2			133
altro	(8)	186	(140)	(20)		18
Special item dell'utile (perdita) operativo	2	82	295	40		419
Utile (perdita) operativo adjusted	6.589	511	138	(413)	(33)	6.792
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(322)	(25)	(4)	(380)		(731)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	198	(17)	9	25		215
Imposte sul reddito ^(a)	(3.857)	(137)	(89)	139	3	(3.941)
Tax rate (%)	59,7	29,2	62,2			62,8
Utile (perdita) netto adjusted	2.608	332	54	(629)	(30)	2.335
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						2.039
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(167)
Esclusione special item						458
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.330

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.788	576	566	(458)	15	8.487
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(513)		6	(507)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	110		120	10		240
svalutazioni (riprese di valore) nette	63	6	70	4		143
plusvalenze nette su cessione di asset	(423)		(9)	(1)		(433)
accantonamenti a fondo rischi	351		(1)	6		356
oneri per incentivazione all'esodo	8	123	6	(1)		136
derivati su commodity		(239)	(15)			(254)
differenze e derivati su cambi	(11)	77	(1)			65
altro	36	(42)	14	7		15
Special item dell'utile (perdita) operativo	134	(75)	184	25		268
Utile (perdita) operativo adjusted	7.922	501	237	(433)	21	8.248
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(429)	(5)	9	(483)		(908)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	197	2	4	5		208
Imposte sul reddito ^(a)	(4.293)	(196)	(107)	182	7	(4.407)
Tax rate (%)	55,8	39,4	42,8			58,4
Utile (perdita) netto adjusted	3.397	302	143	(729)	28	3.141
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						8
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						3.133
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						3.727
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(359)
Esclusione special item						(235)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						3.133

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.136	95	(52)	(152)	204	2.231
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(42)		(32)	(74)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			45	(9)		36
svalutazioni (riprese di valore) nette	10		270			280
plusvalenze nette su cessione di asset	(17)		(1)			(18)
accantonamenti a fondo rischi	(12)		20	(2)		6
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	(1)	(1)		3
derivati su commodity		(94)	8			(86)
differenze e derivati su cambi	5	7	(3)			9
altro	16	35	(196)	37		(108)
Special item dell'utile (perdita) operativo	4	(49)	142	25		122
Utile (perdita) operativo adjusted	2.140	46	48	(127)	172	2.279
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(79)	(2)	(4)	(188)		(273)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	86	(6)	(14)	8		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.415)	(17)	(22)	(5)	(58)	(1.517)
Tax rate (%)	65,9	44,7	73,3			72,9
Utile (perdita) netto adjusted	732	21	8	(312)	114	563
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						562
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						424
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(52)
Esclusione special item						190
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						562

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2019	2018	2019	2018
36	Oneri ambientali	76	88	152	240
280	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	41	344	143
(18)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(1)	(8)	(24)	(433)
6	Accantonamenti a fondo rischi	5	7	11	356
3	Oneri per incentivazione all'esodo	16	131	25	136
(86)	Derivati su commodity	(29)	(77)	(240)	(254)
9	Differenze e derivati su cambi	86	25	133	65
	Ripristino ammortamenti Eni Norge		(173)		(173)
(108)	Altro	3	(26)	18	188
122	Special item dell'utile (perdita) operativo	189	8	419	268
43	Oneri (proventi) finanziari	(86)	(23)	(79)	(50)
	<i>di cui:</i>				
(9)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(86)	(25)	(133)	(65)
25	Oneri (proventi) su partecipazioni	(31)	(41)	(4)	(356)
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(30)		(351)
	Imposte sul reddito	104	23	122	(97)
	<i>di cui:</i>				
9	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	89	(38)	98	(111)
(9)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	15	61	24	14
190	Totale special item dell'utile (perdita) netto	176	(33)	458	(235)

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2019	(€ milioni)	2019	2018	var %	2019	2018	var %
5.850	Exploration & Production	5.908	7.158	(17)	17.432	18.982	(8)
13.153	Gas & Power	11.485	14.153	(19)	38.646	40.930	(6)
6.140	Refining & Marketing e Chimica	6.110	6.677	(8)	17.641	18.668	(6)
5.163	- Refining & Marketing	5.189	5.504	(6)	14.793	15.165	(2)
1.104	- Chimica	1.029	1.306	(21)	3.170	3.921	(19)
(127)	- Elisioni	(108)	(133)		(322)	(418)	
399	Corporate e altre attività	424	386	10	1.190	1.130	5
(7.102)	Elisioni di consolidamento	(7.241)	(8.679)		(21.243)	(23.944)	
18.440		16.686	19.695	(15)	53.666	55.766	(4)

Costi operativi

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2019	(€ milioni)	2019	2018	var %	2019	2018	var %
13.375	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	12.183	13.848	(12)	38.974	40.296	(3)
157	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	102	38	..	348	270	29
779	Costo lavoro	705	790	(11)	2.258	2.341	(4)
3	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	16	131		25	136	
14.311		12.990	14.676	(11)	41.580	42.907	(3)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2019	(€ milioni)	2019	2018	var %	2019	2018	var %
1.711	Exploration & Production	1.805	1.492	21	5.119	4.690	9
101	Gas & Power	114	106	8	332	303	10
118	Refining & Marketing e Chimica	119	99	20	355	296	20
96	- Refining & Marketing	98	78	26	290	230	26
22	- Chimica	21	21		65	66	(2)
37	Corporate e altre attività	37	14	..	111	43	..
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(7)		(24)	(22)	
1.959	Ammortamenti	2.067	1.704	21	5.893	5.310	11
280	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	41	(20)	344	143	..
2.239	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.100	1.745	20	6.237	5.453	14
138	Radiazioni	2	53	..	180	74	..
2.377		2.102	1.798	17	6.417	5.527	16

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
Nove mesi 2019	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	82	(17)	(21)	11	55
Dividendi	113		30		143
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	18		2		20
Altri proventi (oneri) netti		1			1
	213	(16)	11	11	219

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 Giu. 2019	(€ milioni)	30 Sett. 2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
25.300	Debiti finanziari e obbligazionari	24.135	25.865	(1.730)
6.344	- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.260	5.783	(523)
18.956	- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.875	20.082	(1.207)
(10.554)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.433)	(10.836)	6.403
(6.670)	Titoli held for trading	(6.783)	(6.552)	(231)
(207)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(210)	(188)	(22)
7.869	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing	12.709	8.289	4.420
5.722	Passività per beni in leasing	5.808		5.808
3.724	- di cui working interest Eni	3.782		3.782
1.998	- di cui working interest follower	2.026		2.026
13.591	Indebitamento finanziario netto	18.517	8.289	10.228
51.006	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.471	51.073	398
0,15	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,25	0,16	0,09
0,27	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	18.517	2.026	16.491
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.471		51.471
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

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2019	31 Dic. 2018
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.433	10.836
Attività finanziarie destinate al trading	6.783	6.552
Altre attività finanziarie correnti	375	300
Crediti commerciali e altri crediti	13.309	14.101
Rimanenze	4.679	4.651
Attività per imposte sul reddito correnti	190	191
Attività per altre imposte correnti	568	561
Altre attività correnti	1.951	2.258
	32.288	39.450
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	63.697	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.569	
Attività immateriali	3.189	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.332	1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9.179	7.044
Altre partecipazioni	973	919
Altre attività finanziarie non correnti	1.377	1.253
Attività per imposte anticipate	3.740	3.931
Altre attività non correnti	982	792
	90.038	78.628
Attività destinate alla vendita	20	295
TOTALE ATTIVITÀ	122.346	118.373
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.503	2.182
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.757	3.601
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	850	
Debiti commerciali e altri debiti	14.393	16.747
Passività per imposte sul reddito correnti	531	440
Passività per altre imposte correnti	1.866	1.432
Altre passività correnti	4.281	3.980
	27.181	28.382
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.875	20.082
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.958	
Fondi per rischi e oneri	12.708	11.886
Fondi per benefici ai dipendenti	1.151	1.117
Passività per imposte differite	4.428	4.272
Altre passività non correnti	1.574	1.502
	43.694	38.859
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		59
TOTALE PASSIVITÀ	70.875	67.300
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	58	57
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.605	36.702
Riserve per differenze cambio da conversione	8.406	6.605
Altre riserve	1.710	1.672
Azioni proprie	(810)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)
Utile (perdita) netto	2.039	4.126
Totale patrimonio netto di Eni	51.413	51.016
TOTALE PATRIMONIO NETTO	51.471	51.073
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	122.346	118.373

CONTO ECONOMICO

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2019	2018	2019	2018
RICAVI					
18.440	Ricavi della gestione caratteristica	16.686	19.695	53.666	55.766
383	Altri ricavi e proventi	275	213	919	1.051
18.823	Totale ricavi	16.961	19.908	54.585	56.817
COSTI OPERATIVI					
(13.375)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(12.183)	(13.848)	(38.974)	(40.296)
(157)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(102)	(38)	(348)	(270)
(779)	Costo lavoro	(705)	(790)	(2.258)	(2.341)
96	Altri proventi (oneri) operativi	(8)	15	22	104
(1.959)	Ammortamenti	(2.067)	(1.704)	(5.893)	(5.310)
(280)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(33)	(41)	(344)	(143)
(138)	Radiazioni	(2)	(53)	(180)	(74)
2.231	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.861	3.449	6.610	8.487
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
154	Proventi finanziari	1.005	692	2.425	3.041
(484)	Oneri finanziari	(1.085)	(973)	(3.114)	(3.687)
16	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	43	13	121	30
(2)	Strumenti finanziari derivati	(63)	31	(84)	(242)
(316)		(100)	(237)	(652)	(858)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
(24)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	3	2	55	403
73	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	70	88	164	161
49		73	90	219	564
1.964	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.834	3.302	6.177	8.193
(1.539)	Imposte sul reddito	(1.310)	(1.772)	(4.133)	(4.458)
425	Utile (perdita) netto	524	1.530	2.044	3.735
Di cui:					
424	- azionisti Eni	523	1.529	2.039	3.727
1	- interessenze di terzi	1	1	5	8
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,12	- semplice	0,15	0,42	0,57	1,03
0,12	- diluito	0,15	0,42	0,57	1,03
Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.600,6	- semplice	3.590,5	3.601,1	3.597,4	3.601,1
3.603,4	- diluito	3.593,3	3.602,9	3.600,1	3.602,9

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2019	2018	2019	2018
Utile (perdita) netto del periodo	524	1.530	2.044	3.735
Componente riclassificabili a conto economico	1.638	388	1.562	1.773
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.481	280	1.801	1.474
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	246	149	(318)	427
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(18)	(3)	(13)	(23)
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	(71)	(38)	92	(105)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.638	388	1.562	1.773
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	2.162	1.918	3.606	5.508
di competenza:				
- azionisti Eni	2.161	1.917	3.601	5.500
- interessenze di terzi	1	1	5	8

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	5.508
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	(8)
Totale variazioni	2.544
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2018	50.868
di competenza:	
- azionisti Eni	50.814
- interessenze di terzi	54
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	3.606
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Acquisto azioni proprie	(229)
Rimborso terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	47
Totale variazioni	402
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2019	51.471
di competenza:	
- azionisti Eni	51.413
- interessenze di terzi	58

RENDICONTO FINANZIARIO

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2019	2018	2019	2018
425	Utile (perdita) netto	524	1.530	2.044	3.735
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.959	Ammortamenti	2.067	1.704	5.893	5.310
280	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	33	41	344	143
138	Radiazioni	2	53	180	74
24	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(3)	(2)	(55)	(403)
(21)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(18)	(19)	(44)	(437)
(68)	Dividendi	(54)	(39)	(143)	(118)
(38)	Interessi attivi	(37)	(40)	(109)	(140)
268	Interessi passivi	264	153	785	429
1.539	Imposte sul reddito	1.310	1.772	4.133	4.458
(59)	Altre variazioni	(91)	44	(105)	343
	Variazioni del capitale di esercizio:				
87	- rimanenze	52	(451)	(50)	(632)
2.289	- crediti commerciali	796	(12)	927	(919)
(1.297)	- debiti commerciali	(1.028)	960	(1.901)	705
25	- fondi per rischi e oneri	(30)	85	(60)	(253)
(48)	- altre attività e passività	(228)	(22)	112	983
1.056	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(438)</i>	<i>560</i>	<i>(972)</i>	<i>(116)</i>
(12)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(46)	71	(11)	107
625	Dividendi incassati	72	60	1.227	160
18	Interessi incassati	37	27	69	52
(256)	Interessi pagati	(347)	(193)	(833)	(521)
(1.363)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.220)	(1.620)	(3.736)	(3.754)
4.515	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.055	4.102	8.667	9.322
	Investimenti:				
(1.930)	- attività materiali	(1.836)	(1.752)	(5.945)	(6.138)
(67)	- attività immateriali	(63)	(78)	(190)	(194)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(29)		(44)
(21)	- partecipazioni	(2.931)	3	(2.982)	(113)
(5)	- titoli			(8)	
(39)	- crediti finanziari	(57)	(67)	(144)	(267)
(107)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(90)	(77)	(110)	243
(2.169)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(4.977)</i>	<i>(2.000)</i>	<i>(9.379)</i>	<i>(6.513)</i>
	Disinvestimenti:				
20	- attività materiali	2	18	28	1.035
	- attività immateriali	1		1	5
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	187	11	187	189
	- imposte pagate sulle dismissioni	(3)		(3)	
12	- partecipazioni	5	66	17	127
5	- titoli			5	7
24	- crediti finanziari	31	25	87	157
95	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(1)	165	94	599
156	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>222</i>	<i>285</i>	<i>416</i>	<i>2.119</i>
(57)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa ^(a)	(31)	(45)	(153)	(104)
(2.070)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.786)	(1.760)	(9.116)	(4.498)

^(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività finanziarie destinate al trading e in crediti finanziari a breve rappresentativi di impieghi temporanei di eccedenze di liquidità, 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 statutory 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)

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2019	2018	2019	2018
995	Assunzione di debiti finanziari non correnti	22	2.383	1.043	3.301
(1.355)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.560)	(230)	(3.296)	(1.879)
(167)	Rimborso di passività per beni in leasing	(255)		(652)	
(93)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	106	(89)	158	(332)
(620)		(1.687)	2.064	(2.747)	1.090
(1)	Apporti netti (Rimborsi) di capitale proprio da terzi			(1)	
(1.475)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.543)	(1.510)	(3.018)	(2.950)
(3)	Dividendi pagati ad altri azionisti			(3)	(3)
(46)	Acquisto di azioni proprie	(176)		(222)	
(2.145)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.406)	554	(5.991)	(1.863)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(6)		(7)	
(6)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	22	5	25	17
294	Flusso di cassa netto del periodo	(6.121)	2.901	(6.422)	2.978
10.260	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.554	7.440	10.855	7.363
10.554	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	4.433	10.341	4.433	10.341

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

II Trim. 2019	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2019	2018	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
	Attività correnti		38		40
	Attività non correnti		85		109
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		28		27
	Passività correnti e non correnti		(44)		(45)
	Effetto netto degli investimenti		107		131
	Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(50)		(50)
	Bargain purchase				(8)
	Totale prezzo di acquisto		57		73
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti		(28)		(29)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		29		44
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
	Attività correnti	77	5	77	57
	Attività non correnti	188	87	188	285
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11		11	18
	Passività correnti e non correnti	(57)	(90)	(57)	(161)
	Effetto netto dei disinvestimenti	219	2	219	199
	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(24)	(2)	(24)	(2)
	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	16	11	16	5
	Totale prezzo di vendita	211	11	211	202
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(24)		(24)	(13)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	187	11	187	189

Investimenti tecnici

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2019	(€ milioni)	2019	2018	var %	2019	2018	var %
1.676	Exploration & Production	1.559	1.575	(1)	5.221	5.636	(7)
6	- acquisto di riserve proved e unproved	24	10	..	396	733	(46)
170	- ricerca esplorativa	86	103	(17)	399	264	51
1.490	- sviluppo	1.431	1.449	(1)	4.388	4.607	(5)
10	- altro	18	13	38	38	32	19
57	Gas & Power	50	44	14	149	141	6
229	Refining & Marketing e Chimica	231	181	28	648	505	28
208	- Refining & Marketing	208	152	37	587	409	44
21	- Chimica	23	29	(21)	61	96	(36)
37	Corporate e altre attività	63	32	..	127	60	..
(2)	Elisioni di consolidamento	(4)	(2)		(10)	(10)	
1.997	Investimenti tecnici	1.899	1.830	4	6.135	6.332	(3)

Nei nove mesi gli investimenti tecnici di €6.135 milioni (€6.332 milioni nei nove mesi 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€4.388 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Libia. L'acquisto di riserve proved e unproved di €396 milioni riguarda principalmente l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;

- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€518 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione in green della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€69 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€120 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2019			III Trim.		Nove mesi	
			2019	2018	2019	2018
1.834	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(mgl di boe/giorno)	1.888	1.803	1.854	1.844
123	Italia		120	132	124	139
146	Resto d'Europa		146	181	154	195
388	Africa Settentrionale		372	368	378	409
346	Egitto		369	324	351	291
399	Africa Sub-Sahariana ^(c)		395	346	386	350
120	Kazakhstan		169	134	146	136
179	Resto dell'Asia		183	186	181	171
106	America		106	109	106	131
27	Australia e Oceania		28	23	28	22
150	Produzione venduta ^{(a)(c)}	(mln di boe)	162	152	464	468

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2019			III Trim.		Nove mesi	
			2019	2018	2019	2018
867	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	893	886	882	884
52	Italia		52	55	53	61
86	Resto d'Europa		86	101	91	113
175	Africa Settentrionale		160	168	167	156
73	Egitto		77	82	74	80
266	Africa Sub-Sahariana		252	247	257	248
76	Kazakhstan		118	90	96	89
79	Resto dell'Asia		90	80	84	71
57	America		56	61	58	64
3	Australia e Oceania		2	2	2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2019			III Trim.		Nove mesi	
			2019	2018	2019	2018
148	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	152	142	149	148
11	Italia		10	12	11	12
9	Resto d'Europa		9	13	10	13
33	Africa Settentrionale		32	31	32	39
42	Egitto		45	37	42	33
20	Africa Sub-Sahariana		22	15	20	15
7	Kazakhstan		8	7	8	7
15	Resto dell'Asia		14	17	15	16
7	America		8	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 (136 e 116 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2019 e 2018, rispettivamente, 126 e 109 mila boe/giorno nel nove mesi 2019 e 2018, rispettivamente e 121 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2019).

(c) Per maggiori informazioni si veda pag. 17.

Gas & Power

Vendite di gas naturale

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %
(mld di metri cubi)							
9,69	ITALIA	8,72	9,22	(5)	29,18	30,18	(3)
1,93	- Grossisti	1,45	1,95	(26)	5,93	7,20	(18)
3,63	- PSV e borsa	3,61	3,89	(7)	9,76	10,38	(6)
1,30	- Industriali	1,16	1,07	8	3,78	3,49	8
0,14	- PMI e terziario	0,14	0,11	27	0,63	0,58	9
0,65	- Termoelettrici	0,48	0,38	26	1,53	1,12	37
0,61	- Residenziali	0,23	0,24	(4)	2,85	2,90	(2)
1,43	- Autoconsumi	1,65	1,58	4	4,70	4,51	4
8,11	VENDITE INTERNAZIONALI	8,13	8,25	(1)	26,80	27,81	(4)
5,97	Resto d'Europa	6,20	6,10	2	20,17	21,52	(6)
1,10	- Importatori in Italia	1,11	1,00	11	3,23	2,38	36
4,87	- Mercati europei	5,09	5,10		16,94	19,14	(11)
1,00	<i>Penisola Iberica</i>	0,90	0,91	(1)	3,11	3,24	(4)
0,39	<i>Germania/Austria</i>	0,69	0,24	..	1,53	1,37	12
0,88	<i>Benelux</i>	1,02	1,37	(26)	2,81	4,28	(34)
0,41	<i>Regno Unito</i>	0,41	0,49	(16)	1,31	1,72	(24)
1,27	<i>Turchia</i>	1,39	1,39		4,43	4,83	(8)
0,84	<i>Francia</i>	0,55	0,65	(15)	3,10	3,37	(8)
0,08	<i>Altro</i>	0,13	0,05	..	0,65	0,33	..
2,14	Resto del Mondo	1,93	2,15	(10)	6,63	6,29	5
17,80	TOTALE VENDITE GAS MONDO	16,85	17,47	(4)	55,98	57,99	(3)
2,20	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,50	2,50		7,40	7,90	(6)