1INFO DIGITAL SIGN

PRICE SENSITIVE

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2026

I risultati operativi e finanziari del terzo trimestre migliorano ulteriormente le prospettive per l'esercizio 2026, con un debito ai minimi storici e una maggiore remunerazione degli azionisti attraverso un dividendo straordinario e un incremento del buyback

- L'andamento del terzo trimestre 2026 riflette la solidità della strategia di Eni, la costante attenzione alla fase esecutiva, la selettività degli investimenti.
- Considerati gli eccellenti risultati industriali dei nove mesi e il miglioramento delle proiezioni sui flussi di cassa per l'intero esercizio 2026 (€16,5 mld), Eni ha deliberato la distribuzione a dicembre di un dividendo straordinario di €0,46 per azione (circa €1,3 mld) e un ulteriore incremento del 12% del programma di buyback, che sale a €3,8 mld.
- La produzione organica della E&P è aumentata del 7% a 1,83 mln di boe/g, trainata dall'avvio di nuovi progetti e dal contributo della JV Searah sull'intero trimestre.
- Firmato in Venezuela il contratto strategico per il rilancio della produzione del mega-giacimento Junin 5, rafforzando le opzioni di crescita del settore E&P.
- Il deconsolidamento di Plenitude crea una piattaforma per accelerarne la successiva fase di crescita.
- La cessione del 10% del progetto Baleine, in applicazione del modello "dual exploration" di Eni, e la monetizzazione di un portafoglio infrastrutturale, riflettono la gestione efficiente del capitale. Sono stati inoltre firmati accordi per prossima cessione di una quota del 10% di asset nel bacino di Kutei in Indonesia.
- Il rafforzamento della struttura patrimoniale espresso dal gearing proforma al minimo storico del 9% garantisce la resilienza del Gruppo e l'adeguata capacità di investire nella crescita del business.

Roma, 23 ottobre 2026 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppina Di Foggia, ha approvato i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2026. Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Gli eccellenti risultati conseguiti nel terzo trimestre derivano dalla forza del nostro modello operativo e dai selettivi investimenti nel nostro portafoglio ampiamente diversificato di asset competitivi. Grazie alla forza dei fondamentali, alle prospettive di crescita in continuo miglioramento e alla performance finanziaria storicamente solida, siamo ben posizionati per continuare ad assicurare ai nostri clienti forniture energetiche sostenibili, sicure e sempre più decarbonizzate. Nel terzo trimestre, E&P ha conseguito nuovamente una straordinaria crescita della produzione organica, pari al 7%, che riflette l'avvio di nuovi progetti, la piena operatività dei nostri asset e i benefici derivanti dall'avvio della JV Searah nel Sud-est asiatico. Nel corso del trimestre abbiamo accelerato una serie di iniziative rilevanti in Sud America, Africa e Sud-est asiatico, che sosterranno la crescita e la generazione di cassa per gli anni a venire. Infine, grazie alle nostre eccellenti attività di esplorazione, quest'anno abbiamo scoperto 1,23 mld di barili di nuove risorse di idrocarburi, un risultato ampiamente superiore al nostro obiettivo di budget, riducendo al contempo i costi di esplorazione. Oltre alla crescita nell'upstream e ai risultati stabili nelle nostre attività gas, power e nella raffinazione, stiamo conseguendo performance superiori alle nostre aspettative nei business della transizione, che contribuiscono sempre di più alla diversificazione degli utili del Gruppo. L'aumento di capitale e la nuova governance di Plenitude consentiranno a questa Società satellite di crescere in modo autofinanziato, mitigando l'esposizione del Gruppo.

Grazie ai nostri business strategici, all'esecuzione industriale e all'ampia opzionalità a nostra disposizione, siamo in grado di generare flussi di cassa solidi e ricorrenti in diverse condizioni di mercato. Sulla base dei nostri fondamentali, delle prospettive di generazione di cassa per l'intero esercizio 2026, con un gearing ai minimi storici, aumentiamo ulteriormente la distribuzione con un dividendo straordinario di €0,46 per azione pagato nel quarto trimestre e incrementiamo nuovamente il buyback a €3,8 mld, evidenziando il nostro impegno a condividere la crescita con gli azionisti."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
1.789	**Produzione di idrocarburi**	mgl di boe/g	1.829	1.756	4	1.805	1.691	7
6,0	**Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo**	gigawatt	6,1	4,8	27	6,1	4,8	27
5.375	**Utile operativo proforma adjusted** [a]	€ milioni	5.994	2.996	100	14.905	9.358	59
3.516	*società consolidate*		*3.699*	*2.073*	*78*	*9.633*	*6.562*	*47*
1.859	*società partecipate rilevanti* [b]		*2.295*	*923*	*149*	*5.272*	*2.796*	*89*
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) [a]							
4.769	*E&P*		*4.631*	*2.638*	*76*	*12.757*	*8.368*	*52*
503	*Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power*		*445*	*346*	*29*	*1.275*	*1.206*	*6*
521	*Transition Businesses*		*601*	*331*	*82*	*1.473*	*929*	*59*
(40)	*Refining, Chimica e Sites in transformation*		*472*	*(53)*	*..*	*172*	*(580)*	*..*
(378)	*Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento*		*(155)*	*(266)*		*(772)*	*(565)*	
3.857	**Utile netto ante imposte adjusted** [a]		4.330	2.273	90	10.565	7.222	46
2.333	**Utile (perdita) netto adjusted** [a][c]		2.801	1.247	125	6.436	3.793	70
3.319	Utile (perdita) netto [c]		3.205	803	299	7.595	2.518	202
4.469	**Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** [a]		4.287	3.297	30	11.634	9.486	23
4.270	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.359	3.078	42	10.056	8.980	12
1.838	**Investimenti organici** [d]		1.345	1.990	(32)	5.055	5.904	(14)
11.271	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		6.702	9.931	(33)	6.702	9.931	(33)
56.930	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		57.640	52.966	9	57.640	52.966	9
15	**Gearing ante lease liability ex IFRS 16 proforma** [a]	(%)	9			9		

(a) Per la definizione delle Non-GAAP measure si rinvia alle pagine 19 e successive.
(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 23.
(c) Di competenza azionisti Eni.
(d) Esclude acquisizioni del controllo di business o di quote di minoranza ed altri item non organici, nonché la quota di investimenti di competenza di joint operator sanzionati finanziati da Eni.

Highlight strategici e finanziari

Gli eccellenti risultati di E&P sono stati sostenuti dalla crescita della produzione a elevata redditività, rafforzando il portafoglio con nuovi progetti strategici

- Nel 3Q '26, il business E&P ha registrato una robusta crescita organica della produzione del 7% rispetto al terzo trimestre 2025, al netto degli effetti prezzo, e del 2% rispetto al trimestre precedente, raggiungendo 1,83 milioni boe/g, grazie alla progressiva entrata a regime dei nuovi progetti in Africa Occidentale, offshore del Messico e Norvegia, nonché alla piena operatività della JV Searah.
- Firmati accordi strategici in Venezuela con PDVSA per il rilancio del mega-giacimento petrolifero Junin 5 sulla base di rinnovate condizioni contrattuali, e per l'esportazione del gas prodotto dal giacimento Perla, assicurando l'accesso a circa 5,5 miliardi boe di risorse.
- In Argentina, il consorzio YPF/Eni/XRG, impegnato nello sviluppo di un progetto integrato di GNL di larga scala con una capacità iniziale di esportazione prevista in 12 milioni di tonnellate/a, ha presentato domanda di adesione allo speciale regime fiscale di incentivazione dei grandi investimenti (RIGI), segnando un importante passo verso la FID del progetto attesa verso fine anno.
- Ingresso in Uruguay con il farm-in di un blocco esplorativo offshore, e accordo preliminare per l'ingresso in un blocco adiacente. Assegnato il blocco Sapukala, con una quota del 100% nel bacino di Kutei, in Indonesia, nell'ambito del "Indonesia Petroleum Bidding Round", il primo del 2026.

La crescita costante dei business della transizione si è tradotta in risultati superiori alle attese e in un crescente contributo agli utili del Gruppo

- Enilive e Plenitude hanno realizzato l'EBITDA adjusted di €1,8 mld nei nove mesi '26 (+20% rispetto allo scorso anno).
- Perfezionato l'accordo con Ares per stabilire un controllo congiunto su Plenitude attraverso un aumento di capitale non proporzionale, con diluizione della partecipazione Eni dal 70% al 65%. Per effetto del nuovo assetto di governance, Plenitude è stata oggetto di deconsolidamento dal bilancio del Gruppo Eni con efficacia fine settembre '26.
- Grazie alla nuova struttura, Plenitude sarà in grado di attuare una crescita di lungo termine efficiente, sostenibile e autofinanziata. Confermato l'obiettivo di 6,5 GW di capacità installata a fine anno.
- Solidi risultati per Enilive, grazie al miglioramento dello scenario dei margini di bioraffinazione. Si conferma ancora una volta l'importanza di questa emergente fonte energetica per la mobilità a contenute emissioni.

Gestione del portafoglio come leva per anticipare la monetizzazione degli asset e ottimizzare il profilo rischio-rendimento del business

- Perfezionata una partnership di lungo termine con investitori di private equity, avente oggetto un'interessenza in un portafoglio E&P su base infrastrutturale, in cambio di un apporto di capitale di €1,8 mld incassato nel trimestre; tale ammontare sarà reinvestito in progetti a elevato rendimento.
- Completata la cessione a SOCAR di una partecipazione del 10% nel giacimento di Baleine, in linea con il nostro modello di Dual Exploration.
- In ottobre firmati accordi vincolanti per la cessione a Pertamina e Medco della partecipazione del 10% mantenuta da Eni in due portafogli di asset gas in Indonesia, nel bacino di Kutei, che includono i grandi progetti di sviluppo degli hub Northern e Southern e la scoperta Geliga.

Miglioramento della performance dei business della Trasformazione

- Il business Refining ha conseguito solidi risultati nel trimestre grazie al più elevato tasso di utilizzo degli impianti in uno scenario favorevole.
- Prosegue la riconversione alle nuove energie dei principali siti Versalis di Brindisi e Priolo, mentre lo scenario del business petrolchimico tradizionale ha registrato un ulteriore deterioramento.

Risultati eccellenti nel 3Q sostenuti dalla crescita dei volumi, dall'affidabilità degli impianti e dalle iniziative di ottimizzazione del portafoglio, che hanno permesso di valorizzare lo scenario di mercato favorevole. Gearing proforma al 9%, inferiore al limite minimo della guidance e remunerazione agli azionisti pari a €1,9 mld.

Nel 3Q '26 l'EBIT proforma adjusted di Gruppo si è attestato a €6 mld, raddoppiato rispetto al trimestre di confronto (crescita del 12% su base sequenziale), grazie alla solida performance in tutti i business, in particolare il significativo contributo dei satelliti upstream, ai benefici delle misure di ristrutturazione in corso nella chimica e alla gestione dei costi. L'utile netto adjusted è stato pari a €2,8 mld, più che raddoppiato rispetto allo scorso anno.

- E&P: EBIT proforma adjusted di €4,63 mld, in aumento del 76% rispetto al periodo di confronto grazie alla crescita dei volumi e al miglioramento del mix in uno scenario di prezzi favorevole.
- GGP and Power: EBIT proforma adjusted pari a €0,45 mld. GGP con un EBIT proforma adjusted di €0,41 mld ha registrato una crescita del 46%, grazie alla ottimizzazione del portafoglio di attività in un contesto di mercato più volatile.
- Enilive ha conseguito un EBIT proforma adjusted pari a €0,41 mld, una crescita dell'80% rispetto al trimestre di confronto, trainato dalla bioraffinazione che ha beneficiato di un miglioramento dello scenario di mercato e della solida performance. Plenitude ha registrato un EBIT proforma adjusted di €0,19 mld, in crescita del 95% rispetto al trimestre di confronto, per la crescita dei volumi di produzione di energia rinnovabile.
- Refining: EBIT proforma adjusted di €0,73 mld, in aumento significativo rispetto al trimestre di confronto, grazie ai migliori tassi di utilizzo degli impianti in uno scenario favorevole, in parte compensato dall'aumento dei costi dei noli e dal restringimento dei differenziali tra i greggi pesanti e leggeri. Il business della chimica di Versalis pur continuando a beneficiare dei progressi del programma di ristrutturazione in corso e delle chiusure di impianti dello scorso anno, ha riportato una perdita di €0,18 mld, a causa del significativo deterioramento dei margini dei prodotti.

Nel 3Q '26 il flusso di cassa adjusted prima del capitale circolante è stato di €4,29 mld, finanziando investimenti organici per €1,3 mld. La remunerazione agli azionisti è stata di €1,9 mld, che comprende la prima tranche del dividendo '26 (€0,8 mld) e l'esecuzione del programma di buyback '26 (€1,1 mld). L'indebitamento finanziario netto si è attestato a €6,7 mld a fine settembre 2026, con un gearing proforma pari al 9%.

Outlook 2026

Il 2026 si conferma anno di risultati superiori alle previsioni, grazie al solido andamento dei business in grado di estrarre pieno valore dal favorevole scenario commodity. Tale andamento si traduce in eccezionali ritorni per gli azionisti.

In particolare, con riferimento ai settori di attività, il Gruppo prevede per l'esercizio 2026:

- Revisione al rialzo della stima di crescita della produzione oil&gas su base omogenea in un intervallo compreso tra 6 e 7%;
- EBIT proforma adjusted di GGP rivisto al rialzo a circa €1,5 mld, in crescita del 50% rispetto alla previsione iniziale;
- EBITDA proforma adjusted di Enilive rivisto al rialzo a €1,4 mld, in rialzo di circa il 30% rispetto alla previsione iniziale; EBITDA proforma adjusted di Plenitude atteso a circa €1,2 mld;
- Capacità rinnovabile installata a fine esercizio pari a 6,5 GW, con 1,2 GW aggiuntivi di capacità in costruzione (Plenitude al 100%); capacità di bioraffinazione pari a 1,65 MTPA, cui si aggiungono 0,5 MTPA il cui completamento meccanico è atteso entro la fine dell'anno; in fase di sviluppo un'ulteriore capacità di 1,5 MTPA (quota Enilive).

Per i risultati consolidati, rivista al rialzo la previsione annuale di flusso di cassa con un gearing proforma ai minimi storici:

- Allo scenario aggiornato[1], il CFFO adjusted è previsto ora pari a €16,5 mld riflettendo l'eccellente andamento industriale del business e rappresentando un miglioramento gestionale di €1,2 mld rispetto alla guidance iniziale e alle sensitivity del Gruppo[2];
- Capex lordi confermati a €7 mld; capex netti previsti inferiori a €4,5 mld;
- Gearing proforma atteso al limite inferiore dell'intervallo del 10-15%.

In relazione alle positive prospettive per il 2026, il Gruppo incrementa la remunerazione degli azionisti mediante la distribuzione del dividendo straordinario di €0,46 per azione per l'ammontare di €1,3 mld e l'aumento del programma di buyback a €3,8 mld.

- Tenuto conto delle previsioni gestionali per l'esercizio e dell'aggiornamento dello scenario di riferimento, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il dividendo straordinario di €0,46 per azione[3] (per complessivi €1,3 mld), con messa in pagamento il 9 dicembre, in coerenza con la politica di remunerazione di Gruppo che prevede la distribuzione agli azionisti del 100% del CFFO incrementale generato in uno scenario superiore alle assunzioni iniziali oltre prefissate soglie[4].
- Il programma di buyback per il 2026 è incrementato a €3,8 mld, in aumento del 12% rispetto alla precedente guidance di €3,4 mld, già rivista al rialzo nel trimestre precedente. Tale aggiornamento è in linea con la politica di remunerazione di Gruppo, che prevede la distribuzione agli azionisti del 60% dell'extra CFFO rispetto al livello di budget pari a €11,5 mld, fino a uno scenario di prezzo del Brent di 90 $/barile. Il nuovo ammontare del buyback risulta quasi triplo rispetto alla guidance iniziale di €1,5 mld, definita sulla base del flusso di cassa previsto nello scenario di piano.
- Confermata la previsione relativa al dividendo 2026 pari a €1,1 per azione (in aumento del 5% rispetto al 2025).

1 Brent pari a 95 $/barile, margine di raffinazione SERM di 18 $/barile e prezzo del gas TTF pari a 55 €/MWh, al cambio EUR/USD di 1,15.
2 Le sensitivity di Gruppo sono confermate a: €0,11 mld e €0,08 mld per ogni variazione di un dollaro del prezzo del Brent e del margine SERM rispettivamente; €0,03 mld per ogni variazione di un €/MWh del prezzo spot del gas europeo.
3 Data stacco cedola 7 dicembre 2026 (n. 57). Record date ex art. 83-terdecies del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (TUF) 8 dicembre 2026. Il pagamento, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile. Per i possessori di ADRs registrati entro l'8 dicembre 2026, quotati alla Borsa di New York e rappresentativi ciascuno di due azioni Eni, l'erogazione del dividendo straordinario sarà di € 0,92 per ADR, pagabile l'8 gennaio 2027. Alla data di pagamento, Citibank, N.A. provvederà al pagamento ai possessori di ADR al netto della ritenuta alla fonte a titolo di imposta, come previsto dalla legislazione italiana applicabile a tutti i Depositary Trust Company Participants.
4 In base alla politica di remunerazione di Gruppo, il 100% del CFFO adjusted addizionale generato da uno scenario più favorevole rispetto alle ipotesi di riferimento viene restituito agli azionisti sotto forma di dividendo straordinario, nel caso di un prezzo del Brent previsto per l'esercizio superiore a 90 $/barile e qualora prezzi del gas e margini di raffinazione eccedano di oltre il 50% le assunzioni di scenario.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	var %
104,52	Brent dated	$/barile	97,00	69,07	40	94,05	70,85	33
1,163	Cambio medio EUR/USD		1,151	1,168	(1)	1,161	1,119	4
1.789	Produzione di idrocarburi [a]	mgl di boe/g	1.829	1.756	4	1.805	1.691	7
832	*Petrolio*	*mgl di barili/g*	*845*	*860*	*(2)*	*846*	*824*	*3*
142	*Gas naturale*	*mln di metri cubi/g*	*146*	*133*	*10*	*142*	*128*	*11*
69,79	Prezzi medi di realizzo [b]	$/boe	69,31	52,07	33	64,77	52,68	23
96,50	*Petrolio*	*$/barile*	*85,59*	*64,00*	*34*	*84,65*	*65,43*	*29*
298	*Gas naturale*	*$/mgl di metri cubi*	*339*	*261*	*30*	*296*	*260*	*14*

(a) Include nel terzo trimestre 2026 e nei nove mesi 2026, 81 e 79 mila boe/giorno, rispettivamente, di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.
(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel terzo trimestre 2026 la **produzione di idrocarburi** di 1,83 mln di boe/giorno ha registrato un aumento del 4% rispetto al terzo trimestre 2025 (1,81 mln di boe/giorno nei nove mesi, +7% rispetto ai nove mesi 2025) a seguito dell'entrata a regime di giacimenti in Congo e Messico e di un maggiore contributo di Indonesia/Malesia grazie alla piena operatività della JV Searah. A questi incrementi si aggiunge la regolarità di marcia della base produttiva. Nel trimestre la crescita su base omogenea e al netto dell'effetto prezzo è stata del 7% rispetto al trimestre dello scorso anno.
- La **produzione di petrolio** è stata di 845 mila barili/giorno, in riduzione del 2% rispetto al terzo trimestre 2025 (846 mila barili/giorno nei nove mesi, +3% rispetto al periodo di confronto) a seguito delle operazioni di portafoglio ed effetto prezzo, in parte compensato dalla crescita in Congo, Indonesia/Malesia e Messico.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 146 mln di metri cubi/giorno, in aumento del 10% rispetto al terzo trimestre 2025 (142 mln di metri cubi/giorno nei nove mesi, +11%) per effetto principalmente della crescita organica in Congo, Indonesia/Malesia e Norvegia.

Risultati

II Trim. 2026		(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	var %
5.861	Ricavi Upstream		5.686	4.616	23	16.497	14.723	12
4.769	Utile operativo proforma adjusted		4.631	2.638	76	12.757	8.368	52
1.793	*di cui: società partecipate rilevanti*		*1.927*	*838*	*..*	*4.794*	*2.679*	*79*
1.651	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		2.440	1.670	46	5.942	5.116	16
1.325	Esclusione special items		264	130		2.021	573	
2.976	**Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate**		**2.704**	**1.800**	**50**	**7.963**	**5.689**	**40**
3.469	**Utile (perdita) ante imposte adjusted**		**3.223**	**2.015**	**60**	**9.090**	**6.428**	**41**
35,2	*tax rate (%)*		*34,8*	*41,7*		*35,9*	*44,8*	
2.249	**Utile (perdita) netto adjusted**		**2.100**	**1.175**	**79**	**5.829**	**3.547**	**64**
167	**Costi di ricerca esplorativa:**		**65**	**45**	**44**	**285**	**131**	**..**
81	*costi di prospezioni, studi geologici e geofisici*		*57*	*36*	*58*	*191*	*122*	*57*
86	*radiazione di pozzi di insuccesso*		*8*	*9*		*94*	*9*	
1.526	**Investimenti tecnici**		**1.091**	**1.535**	**(29)**	**4.232**	**4.310**	**(2)**

II Trim. 2026	Società partecipate rilevanti		III Trim. 2026	III Trim. 2025	var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	var %
1.793	**Utile operativo adjusted (quota Eni)**	(€ milioni)	**1.927**	**838**	..	**4.794**	**2.679**	**79**
1.217	*di cui: Vår Energi*		*1.212*	*479*	..	*3.132*	*1.488*	..
286	*Azule Energy*		*216*	*204*	*6*	*679*	*654*	*4*
592	**Utile netto adjusted**		**498**	**299**	**67**	**1.289**	**794**	**62**
250	**Dividendi**		**876**	**307**	..	**1.434**	**903**	**59**
566	**Produzione di idrocarburi**	(mgl di boe/g)	**648**	**493**	**31**	**580**	**452**	**28**

- Nel terzo trimestre 2026 Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €4.631 mln, in crescita del 76% rispetto al terzo trimestre 2025 grazie ai positivi effetti volume/mix, in uno scenario commodity favorevole con conseguenti maggiori prezzi di realizzo del greggio in USD (prezzo del marker Brent +40%) e del gas (in aumento del 30%). Nei nove mesi 2026 l'utile operativo proforma adjusted di €12.757 mln è aumentato del 52% rispetto ai nove mesi '25 per gli stessi fenomeni evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.

- Nel terzo trimestre 2026 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €2.100 mln, in aumento del 79% rispetto al terzo trimestre 2025 ed include un maggior contributo dei risultati delle JV e collegate. L'utile netto adjusted di €5.829 mln nei nove mesi 2026 evidenzia un aumento del 64% rispetto ai nove mesi '25.
- Nel terzo trimestre 2026 il tax rate si attesta a circa il 35%, in riduzione rispetto al terzo trimestre 2025 (42%) per effetto del più favorevole mix geografico dei profitti.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- In un anno eccezionale per l'attività esplorativa, nei nove mesi '26 le risorse scoperte sono pari a 1,23 mld di boe grazie ai risultati conseguiti in Angola, Namibia, Costa d'Avorio, Libia, Egitto, Norvegia e Indonesia.
- Ad agosto, Argentina LNG, il progetto integrato di gas naturale liquefatto (GNL) promosso da YPF, Eni e XRG, ha presentato domanda di adesione al Regime di Incentivi per i Grandi Investimenti (RIGI) argentino, a sostegno dello sviluppo di un progetto di esportazione di GNL su larga scala che utilizza le risorse del giacimento di Vaca Muerta. La presentazione della domanda RIGI rappresenta un'importante tappa verso la decisione finale di investimento (FID) del progetto, prevista entro la fine del 2026.
- Ad agosto, Eni e Sonatrach hanno firmato un nuovo protocollo d'intesa (MoI) volto ad ampliare la collaborazione tra le due società attraverso la promozione di iniziative concrete per la decarbonizzazione del settore Oil & Gas e la riduzione delle emissioni in Algeria, adottando al contempo le migliori pratiche internazionali. In particolare, le parti coopereranno a iniziative per la rimozione naturale della CO_2 attraverso progetti di forestazione e rafforzeranno le attività di monitoraggio, quantificazione e riduzione delle emissioni di metano attraverso l'adozione dei principali standard internazionali del settore Oil & Gas.
- Ad agosto, Eni ha firmato insieme a MIWEN (interamente controllata da YPF) e la compagnia petrolifera nazionale uruguaiana ANCAP, l'entrata ufficiale nel blocco esplorativo OFF-5 nell'offshore dell'Uruguay, dopo aver ottenuto l'approvazione delle autorità uruguaiane. Eni ora è operatore del blocco OFF-5 con una quota del 50%. L'entrata di Eni in Uruguay insieme a MIWEN rafforza la collaborazione tra Eni e YPF, già partner nel progetto integrato upstream-midstream Argentina LNG (ARGLNG) e consolida la presenza di Eni in America del Sud.
- A settembre, Eni ha firmato il "Contrato de Participación Productiva de Hidrocarburos" (CPPH) relativo allo sviluppo del giacimento di importanti dimensioni (giant field) a olio di Junín 5, situato onshore nella Faja dell'Orinoco. La firma del CPPH rappresenta il completamento del percorso avviato con la sottoscrizione avvenuta nello scorso aprile dell'Head of Terms. Il CPPH, della durata di 25 anni con possibilità di estensione, attribuisce ad Eni il ruolo di Operatore esclusivo dell'area Junín 5, con piena responsabilità della gestione tecnica, finanziaria e commerciale del progetto. Junín 5 è un campo a olio pesante che contiene 35 miliardi di barili in posto certificati. Attualmente produce circa 12 mila barili/ giorno.
- A settembre, Eni ha annunciato il perfezionamento della cessione a SOCAR di una partecipazione del 10% nel progetto Baleine in Costa d'Avorio. L'operazione è in linea con la strategia di Eni volta all'ottimizzazione del portafoglio upstream, attraverso il modello Dual Exploration.
- A settembre, Eni ha ottenuto una nuova licenza esplorativa del blocco Sapukala nel bacino di Kutei, in Indonesia.
- A ottobre, Eni ha sottoscritto due accordi vincolanti per la cessione di partecipazioni in asset upstream indonesiani operati da Searah. In particolare, Eni cederà a Pertamina, società energetica nazionale indonesiana, la propria partecipazione del 10% nei PSC East Sepinggan, North Ganal e Rapak, e a Medco, società primaria nel settore dell'energia e delle risorse naturali del Sud-Est asiatico, la propria partecipazione del 10% nei PSC West Ganal, East Ganal, Ganal e Muara Bakau. Tali transazioni confermano ulteriormente il rilevante valore creato da Eni attraverso operazioni di M&A, attività esplorative e sviluppo progettuale. Il perfezionamento di entrambe le operazioni è soggetto all'ottenimento delle autorizzazioni governative e regolatorie.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
	Global Gas & LNG Portfolio							
47	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	66	36	86	52	41	27
46	TTF		63	32	95	50	38	30
1	Spread PSV vs. TTF		3	3	(3)	2	3	(14)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
5,62	Italia		5,46	4,26	28	18,75	14,70	28
4,27	Resto d'Europa		3,80	3,72	2	13,39	12,79	5
0,08	*Importatori in Italia*		*0,08*	*0,09*	*(11)*	*0,25*	*0,59*	(58)
4,19	*Mercati europei*		*3,72*	*3,63*	*2*	*13,14*	*12,20*	8
0,86	Resto del Mondo		1,42	1,20	18	3,19	2,82	13
10,75	Totale vendite gas [a]		10,68	9,18	16	35,33	30,31	17
2,9	*Vendite di GNL*		*3,1*	*3,3*	*(6)*	*9,4*	*8,9*	*6*
	Power							
3,91	Produzione termoelettrica	TWh	5,28	4,83	9	14,51	14,77	(2)

(a) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre 2026 le **vendite di gas naturale** di 10,68 mld di metri cubi sono in aumento del 16% rispetto al periodo di confronto. Le vendite in Italia sono aumentate del 28% rispetto al terzo trimestre 2025, mentre le vendite nel mercato europeo pari a 3,72 mld di metri cubi sono in aumento del 2% rispetto al periodo di confronto, a seguito delle maggiori vendite in Francia. Nel terzo trimestre 2026, le vendite di GNL sono diminuite del 6% rispetto al periodo di confronto. Nei nove mesi 2026, le vendite di gas naturale ammontano a 35,33 mld di metri cubi, in aumento del 17% rispetto ai nove mesi 2025, principalmente a seguito dei maggior volumi commercializzati in Italia (+28% vs. i nove mesi 2025) e nei mercati europei (+8% vs i nove mesi 2025), in particolare Benelux e Germania/Austria.
- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 5,28 TWh nel terzo trimestre 2026, in aumento del 9% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggior tasso di utilizzo degli impianti per catturare i benefici del favorevole scenario (14,51 TWh nei nove mesi 2026, in riduzione del 2%).

Risultati

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
4.058	Ricavi della gestione caratteristica	6.290	3.503	80	15.723	12.537	25
503	Utile operativo proforma adjusted	445	346	29	1.275	1.206	6
468	*GGP*	*407*	*279*	*46*	*1.190*	*910*	*31*
8	*di cui: società partecipate rilevanti*	*6*	*4*	*50*	*23*	*23*	-
35	*Power*	*38*	*67*	*(43)*	*85*	*296*	*(71)*
523	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(703)	227	..	(322)	1.585	..
(28)	Esclusione special item	1.142	115		1.574	(402)	
495	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	439	342	28	1.252	1.183	6
497	Utile (perdita) ante imposte adjusted	441	348	27	1.262	1.200	5
311	Utile (perdita) netto adjusted	268	216	24	783	758	3
14	Investimenti tecnici	7	14	(50)	29	51	(43)

- Nel terzo trimestre 2026 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €407 mln in aumento di circa il 50% rispetto al periodo di confronto grazie alle continue ottimizzazioni del portafoglio di asset, e ai benefici derivanti dalla capacità di cogliere la maggiore volatilità dello scenario di mercato. Nei nove mesi '26 l'utile operativo proforma adjusted di €1.190 mln ha riportato un aumento del 31% rispetto ai nove mesi '25 per gli stessi driver del trimestre e a seguito di maggiori volumi di GNL commercializzati, nonché di specifici benefici derivanti da rinegoziazioni e accordi.
- Nel terzo trimestre 2026 il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €38 mln, in riduzione del 43% rispetto al terzo trimestre 2025. Il confronto con lo stesso periodo '25 è influenzato dalla circostanza che i risultati del 2025 riflettevano gli effetti di un evento one-off, nonché da maggiori costi parzialmente compensati dal miglioramento dei crack spread dei prodotti energetici. Nei nove mesi 2026, l'utile operativo proforma adjusted di €85 mln, evidenzia una riduzione di €211 mln, pari al 71% rispetto ai nove mesi 2025, per gli stessi driver del trimestre.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di Gruppo.

Transition Businesses

Enilive

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	var %
	Enilive							
1.732	Spread EU HVO UCO-based vs UCO (CIF)	$/ton	1.609	1.143	41	1.618	899	80
1.122	Spread US RD[a] UCO-based vs UCO		1.512	420	..	1.128	449	..
275	Lavorazioni bio	mgl ton	262	315	(17)	789	881	(10)
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	71	85		70	79	
5,24	Totale vendite Enilive	mln ton	5,67	5,75	(1)	15,59	16,41	(5)
2,11	Vendite rete		2,20	2,10	5	6,20	5,85	6
1,57	*di cui: Italia*		*1,65*	*1,49*	*11*	*4,61*	*4,14*	*11*
2,47	Vendite extrarete		3,00	3,21	(7)	7,85	8,92	(12)
1,74	*di cui: Italia*		*2,04*	*2,42*	*(16)*	*5,43*	*6,78*	*(20)*
0,66	Altre vendite		0,47	0,44	7	1,54	1,64	(6)

(a) Renewable Diesel.

- Nel terzo trimestre 2026 le **lavorazioni bio** di 0,26 mln di tonnellate, in riduzione del 17% con il periodo di confronto, riflettono i minori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e Venezia a seguito della fermata programmata al fine di perfezionare la conversione in bioraffineria, in parte compensati dalla migliore performance presso la bioraffineria di Chalmette. Nei nove mesi '26 le lavorazioni bio sono in riduzione del 10% rispetto ai nove mesi '25, a seguito principalmente della fermata produttiva di Venezia.
- Nel terzo trimestre 2026 le **vendite rete** ammontano a 2,20 mln di tonnellate, in aumento del 5% rispetto al periodo di confronto, supportate dalla performance positiva registrata in Italia. Nei nove mesi '26, le vendite rete ammontano a 6,20 mln di tonnellate, +6% rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel terzo trimestre 2026 le **vendite extrarete** sono pari a 3 mln di tonnellate, in riduzione del 7% rispetto al 2025 a seguito dell'ottimizzazione del portafoglio in un contesto di mercato competitivo in Italia. Nei nove mesi '26, le vendite extrarete si sono attestate a 7,85 mln di tonnellate, in riduzione del 12% rispetto al periodo di confronto, per gli stessi driver del trimestre.

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	var %
6.917	Ricavi della gestione caratteristica	7.726	5.206	48	19.400	14.742	32
375	EBITDA proforma adjusted	490	317	55	1.082	698	55
295	Utile operativo proforma adjusted	410	233	76	843	457	84
28	*di cui: società partecipate rilevanti*	*57*	*(8)*	..	*87*	*(32)*	..
192	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	389	219	78	764	393	94
70	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(154)	(8)		(189)	34	
5	Esclusione special item	118	30		181	62	
267	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	353	241	46	756	489	55
287	Utile (perdita) ante imposte adjusted	407	225	81	821	438	87
208	Utile (perdita) netto adjusted	296	163	82	597	304	96
293	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo	404	283	43	862	608	42
(438)	Indebitamento netto	(882)	(1.338)	34	(882)	(1.338)	34
56	Investimenti tecnici	103	98	5	222	199	12

- Nel terzo trimestre 2026, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €410 mln, in aumento del 76% rispetto allo stesso periodo del 2025, grazie principalmente al business della bioraffinazione sostenuto dal miglioramento dello scenario, nonostante la fermata della bioraffineria di Venezia (€843 mln nei nove mesi '26 rispetto a €457 mln nei nove mesi del '25, +84%).
- L'EBITDA proforma adjusted di €490 mln è in aumento del 55% rispetto al terzo trimestre 2025 (€317 mln). Nei nove mesi '26 l'EBITDA proforma adjusted è stato di €1.082 mln, in aumento del 55% rispetto ai €698 mln dei nove mesi '25.

Per il commento agli special item si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- A partire dal primo settembre, BWT Alpine Formula One Team utilizza HVOlution, il biocarburante diesel di Enilive prodotto al 100% da materie prime rinnovabili, per rifornire i mezzi della logistica di BWT Alpine Formula One Team durante le trasferte europee del Campionato del Mondo FIA di Formula 1.
- A settembre, Eni e Teha hanno presentato al Forum Cernobbio lo Studio strategico "Sustainable biofuels as a strategic lever for industrial competitiveness, energy security and decarbonization". Lo studio identifica nei biocarburanti da materie prime rinnovabili, come l'HVO e il SAF, una soluzione già disponibile per sostenere la decarbonizzazione dei trasporti, rafforzare la sicurezza energetica, diversificare gli approvvigionamenti, ridurre le emissioni di gas serra lungo l'intera filiera e preservare la competitività, la capacità produttiva e le competenze industriali dei Paesi europei.
- A settembre, Eni e Petronas hanno sottoscritto un Feasibility Agreement (FA) volto a valutare lo sviluppo di bio-benzine innovative ad alte prestazioni a partire dalla tecnologia Ecofining™. L'accordo consentirà di valutare gli aspetti tecnici, di mercato, di sostenibilità e di prestazione delle bio-benzine rinnovabili destinate agli sport motoristici e ad altre applicazioni commerciali, a supporto della decarbonizzazione dei trasporti.
- A fine settembre, Eni ha lanciato l'iniziativa "Eni per l'Italia" fissando un limite massimo (price cap) al prezzo dei carburanti commercializzati presso le stazioni Enilive pari a 2,19 €/l per il gasolio e a 1,99 €/l per la benzina (circa 17 centesimi in meno rispetto ai livelli medi attuali), con l'obiettivo di sostenere i clienti italiani di fronte all'aumento dei costi energetici. Il price cap è correlato all'agevolazione fiscale sulle accise in vigore ed è stato applicato a partire dal 28 settembre, per una durata iniziale di 30 giorni, con possibilità di estensione fino alla fine dell'anno in funzione dell'andamento del mercato e degli approvvigionamenti.
- Ad ottobre, Eni ha esteso la riduzione del prezzo dei carburanti commercializzati al mondo agricolo e della pesca, mediante l'applicazione di uno sconto del 20% al netto dell'IVA. Lo sconto sarà applicato fino al 31 ottobre e potrà essere esteso fino alla fine dell'anno, sulla base dell'andamento del mercato e delle disponibilità di prodotto.

Plenitude

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	var %
	Plenitude							
124	**PUN Index GME**	**€/MWh**	**182**	**110**	**65**	**145**	**117**	**24**
10,8	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,8	9,9	9	10,8	9,9	9
0,65	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	0,41	0,47	(13)	3,33	3,54	(6)
5,14	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	6,41	4,84	32	16,74	13,83	21
6,0	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	6,1	4,8	27	6,1	4,8	27
2,2	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	2,2	1,6	38	6,2	4,3	44
23,2	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	23,3	22,1	5	23,3	22,1	5

- Al 30 settembre 2026, i **clienti retail/business** sono pari a 10,8 mln di unità (gas ed energia elettrica), in aumento di 0,9 mln rispetto al 30 settembre 2025, beneficiando principalmente dell'acquisizione del portafoglio clienti di Acea Energia.
- Le **vendite retail e business gas a clienti finali** sono pari a 0,41 mld di metri cubi nel terzo trimestre 2026, in diminuzione del 13% rispetto al periodo di confronto. Nei nove mesi 2026 le vendite ammontano a 3,33 mld di metri cubi in calo del 6% vs. i nove mesi 2025, a causa della maggiore pressione competitiva.
- Le **vendite retail e business energia elettrica a clienti finali** sono pari a 6,41 TWh nel terzo trimestre 2026, in aumento del 32% rispetto al terzo trimestre 2025 a seguito delle maggiori vendite in Italia. Nei nove mesi 2026, le vendite di 16,74 TWh (+21%) beneficiano dell'incremento della base clienti nel segmento business in Italia a seguito della sopramenzionata acquisizione di Acea Energia.
- Al 30 settembre 2026, **la capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 6,1 GW, in aumento di 1,3 GW rispetto al 30 settembre 2025 e riflette lo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Regno Unito, Grecia, Italia, nonché le acquisizioni in Francia.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 2,2 TWh nel terzo trimestre 2026, in aumento del 38% rispetto al terzo trimestre 2025 principalmente grazie all'incremento della capacità in Francia e allo sviluppo dei progetti organici in Spagna e Regno Unito (6,2 TWh nei nove mesi '26, in aumento del 44% rispetto ai nove mesi '25).
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 settembre 2026 sono pari a 23,3 mila unità, in aumento del 5% rispetto alle 22,1 mila unità al 30 settembre 2025, grazie allo sviluppo della rete, principalmente in Italia, Francia e Germania.

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	2025	var %	Nove mesi 2026	2025	var %
2.075	Ricavi della gestione caratteristica	2.444	1.818	34	7.749	7.421	4
233	EBITDA proforma adjusted	204	221	(8)	745	835	(11)
226	Utile operativo proforma adjusted	191	98	95	630	472	33
52	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	864	23	..	1.690	87	..
147	Esclusione special item	(707)	69		(1.134)	371	
199	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	157	92	71	556	458	21
189	Utile (perdita) ante imposte adjusted	165	84	96	558	420	33
130	Utile (perdita) netto adjusted	120	53	..	384	276	39
154	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo	117	163	(28)	519	743	(30)
118	Investimenti tecnici	142	190	(25)	361	530	(32)

- Nel terzo trimestre '26, Plenitude ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €191 mln, in aumento del 95% rispetto allo stesso periodo di confronto a seguito dell'aumento dei volumi delle rinnovabili e della sospensione degli ammortamenti in relazione al processo di deconsolidamento. Nei nove mesi '26 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €630 mln, in aumento del 33% rispetto a €472 mln nel periodo di confronto.
- Nel terzo trimestre '26, il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €204 mln, in riduzione dell'8%, rispetto al terzo trimestre '25, a seguito dell'attuale contesto competitivo nel business del retail e delle condizioni di mercato, in particolare nelle rinnovabili, in parte compensati dalla crescita della capacità e della produzione da fonti rinnovabili (nei nove mesi €745 mln, -11% rispetto a €835 mln del periodo di confronto).

Per il commento agli special item si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- A settembre, GreenIT, joint venture partecipata da Plenitude, ha avviato la produzione di due parchi fotovoltaici nell'Italia settentrionale. Gli impianti, con una potenza installata complessiva di circa 19 MW, sono in grado di generare una produzione annua stimata di circa 30 GWh.
- A partire dal 1° ottobre, Plenitude, nell'ambito dell'iniziativa "Eni per l'Italia", offrirà per quei clienti che abbiano sottoscritto l'offerta entro il 24 ottobre, il 30% di sconto sui corrispettivi luce e gas rispetto alla principale offerta a prezzo fisso con prezzo bloccato per due anni, mantenendo altresì invariati i prezzi della materia prima e facendosi così carico dei recenti aumenti dei costi di approvvigionamento.
- Ad ottobre, Eni, Ares e EIP, a seguito degli accordi sottoscritti, hanno perfezionato il riassetto della struttura azionaria di Plenitude, con efficacia 30 settembre 2026, attraverso un aumento di capitale non proporzionale per complessivi €1,56 mld, sottoscritto da Eni per il 30% con una diluizione della partecipazione detenuta al 65%. L'operazione implica una valorizzazione di Plenitude di circa €10,8 mld di Equity Value pre-money (100% del capitale), corrispondente a un Enterprise Value di circa €13 mld. Il nuovo assetto introduce una governance basata sul controllo congiunto di Eni e Ares e determina il deconsolidamento della Società dal bilancio di Eni e la rilevazione della partecipazione al fair value valutata con il metodo del patrimonio netto. Per ulteriori informazioni sull'operazione si veda la sezione "Altre informazioni, criteri di presentazione e disclaimer".

Refining, Chimica e Sites in transformation

Produzioni e vendite

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
	Refining							
8,3	**Standard Eni Refining Margin (SERM) [a]**	$/barile	28,1	8,9	..	15,5	5,8	..
3,37	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,14	3,81	9	10,28	10,88	(5)
1,73	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,47	2,79	(12)	6,43	7,95	(19)
5,10	**Totale lavorazioni in conto proprio**		6,61	6,60	0	16,71	18,83	(11)
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	86	84		76	81	
	Chimica							
0,61	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,60	0,59	3	1,86	2,10	(11)
57	Tasso utilizzo impianti	%	43	47	(9)	53	50	6

(a) A seguito della volatilità e delle dislocazioni del mercato, il margine di raffinazione SERM è stato calcolato tenendo conto di tali fattori.

Refining

- Nel terzo trimestre 2026 il **margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 28,1 $/barile, rispetto a 8,9 $/barile nel terzo trimestre 2025. Tale incremento è dovuto ai più favorevoli crack spread sui distillati medi, che riflettono la persistente indisponibilità di prodotto a seguito delle interruzioni dei flussi dal Medio Oriente e delle fermate degli impianti, in un contesto di chiusura delle raffinerie nel bacino atlantico (15,5 $/barile nei nove mesi 2026, in aumento rispetto a 5,8 $/barile nei nove mesi 2025).
- Nel terzo trimestre 2026 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,14 mln di tonnellate, in aumento del 9% rispetto al terzo trimestre 2025, per effetto principalmente dei maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Taranto per la maggiore disponibilità degli impianti. Nei nove mesi, le lavorazioni di 10,28 mln di tonnellate sono diminuite del 5%. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono diminuite del 12% rispetto al terzo trimestre 2025 per effetto di minori volumi processati a causa della chiusura dello Stretto di Hormuz. Nei nove mesi le lavorazioni sono diminuite del 19% per effetto degli stessi driver del trimestre.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel terzo trimestre 2026 sono pari a 0,60 mln di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto a seguito della maggiore produzione, in particolare di polimeri, nonostante la chiusura dei siti di Brindisi e Priolo in fase di ristrutturazione, e della debole domanda. Nei nove mesi '26 le vendite sono pari a 1,86 mln di tonnellate, -11% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, per effetto degli stessi driver del trimestre.
- I margini sono rimasti deboli in tutti i settori. I prezzi riportati dalle materie prime non hanno recuperato i costi dei fattori produttivi energetici e delle materie prime, a causa del difficile contesto europeo, della debolezza dell'attività economica e delle pressioni competitive di operatori con strutture di costo migliori.

Risultati

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
6.441	**Ricavi della gestione caratteristica**	7.050	4.545	55	17.603	14.010	26
(40)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted	472	(53)	..	172	(580)	..
80	*Refining [a]*	*727*	*135*	*439*	*793*	*35*	..
3	*di cui: società partecipate rilevanti*	*271*	*83*	..	*294*	*112*	..
(65)	*Chimica*	*(178)*	*(188)*	*5*	*(401)*	*(615)*	*35*
(55)	*Sites in transformation*	*(77)*			*(220)*		
(129)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(45)	(291)	85	(347)	(1.593)	*78*
(151)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(300)	69		(855)	496	
237	Esclusione special item	546	86		1.080	405	
(43)	**Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate**	201	(136)	..	(122)	(692)	82
(63)	**Utile (perdita) ante imposte adjusted**	423	(58)	..	101	(608)	..
(87)	**Utile (perdita) netto adjusted**	313	(74)	..	(3)	(581)	99
282	**Investimenti tecnici**	39	142	(73)	479	430	11

(a) Per effetto della chiusura della linea di produzione benzine nel corso della prima metà del 2026, il sito di Livorno, attualmente in fase di riconversione a bioraffineria, è stato riclassificato al segmento "Sites in transformation" con efficacia dal 1° gennaio 2026.

- Nel terzo trimestre 2026, il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R&GT, ha conseguito un utile operativo proforma adjusted pari a €727 mln, in miglioramento di più del 400% rispetto al terzo trimestre 2025. Tali risultati riflettono la capacità del business di catturare i benefici connessi a uno scenario dei margini di raffinazione

particolarmente favorevole grazie alla disponibilità degli impianti, a tassi di utilizzo in lieve miglioramento e alla ripresa delle ordinarie attività di esportazione e trading della società collegata. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori costi di trasporto marittimo, dal restringimento dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri che ha penalizzato i margini nei cicli complessi, nonché da alcune operazioni di hedging. Nei nove mesi 2026, il business ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €793 mln, in aumento rispetto all'utile di €35 mln registrato nel periodo di confronto.

- Nel terzo trimestre 2026, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €178 mln, in lieve miglioramento rispetto al terzo trimestre 2025, impattata dalla ripresa delle deboli tendenze strutturali che caratterizzano il settore europeo da diversi anni, dopo il temporaneo recupero registrato nel secondo trimestre per effetto delle ripercussioni della crisi dello Stretto di Hormuz. Nel terzo trimestre 2026, il rapido incremento dei costi delle materie prime petrolifere e dei maggiori costi per energia e altri costi di gestione degli impianti che non sono stati riflessi sui prezzi di vendita delle plastiche di base a causa delle condizioni macroeconomiche sfavorevoli che hanno pesato sulla domanda e delle pressioni competitive esercitate da operatori caratterizzati da strutture di costo più vantaggiose, in un contesto di eccesso di capacità produttiva a livello globale. Di conseguenza, i margini dei prodotti si sono attestati su livelli inferiori a quelli, già depressi, registrati nel trimestre di confronto. Gli effetti negativi dello scenario sono stati assorbiti dalle azioni di ottimizzazione e dalle efficienze di costo derivanti dalle iniziative di ristrutturazione in corso e dalle chiusure di impianti effettuate durante lo scorso anno. Nei nove mesi 2026, la perdita proforma adjusted di €401 mln, in miglioramento del 35% rispetto alla perdita di €615 mln nei nove mesi 2025.
- Il business **Sites in transformation** gestisce le attività di ristrutturazione, comprese operazioni di bonifica e smantellamento di siti petrolchimici, tra cui Brindisi e Priolo, presso i quali sono state chiuse definitivamente le attività tradizionali e sono in corso piani di riconversione e trasformazione industriale. Nel terzo trimestre 2026 la perdita operativa di €77 mln è dovuta ai costi sostenuti per la preparazione dei siti in vista della successiva fase di investimenti di sviluppo, mentre gli oneri relativi allo smantellamento e ripristino ambientale sono stati classificati come special items.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di Gruppo.

Risultati di sostenibilità e altri sviluppi

Tra i principali sviluppi della strategia di Gruppo finalizzata a rendere sempre più sostenibile la performance ESG e a creare opportunità di lungo termine nel mercato energetico si evidenzia:

- A luglio, Eni ha aperto le proprie infrastrutture di supercalcolo a imprese, startup e centri di ricerca, rendendo disponibili al mercato capacità computazionali, competenze specialistiche e strumenti avanzati per lo sviluppo di soluzioni di intelligenza artificiale e innovazione digitale. L'iniziativa si inserisce nel contesto della crescente rilevanza strategica delle infrastrutture digitali, sempre più centrali per la competitività industriale e la sovranità dei dati. Tra le prime realtà che hanno manifestato interesse verso l'iniziativa figurano le società Domyn, Mercuria, Dompé, Almawave, Reply e la Fondazione Bruno Kessler. Altre imprese o centri di ricerca potranno unirsi nel tempo sulla base di proposte progettuali di comune interesse con Eni.
- A settembre, Eni Foundation ha inaugurato il reparto maternità del centro sanitario di Karwasa, nel distretto di Musanze, in Ruanda. L'iniziativa si inserisce nell'ambito di un progetto volto a rafforzare i servizi di salute materno-infantile nel Paese, con particolare attenzione alla gestione delle emergenze ostetriche e neonatali, di base e specializzate.
- A settembre, Eni ha firmato un accordo con Generative Bionics, azienda deeptech italiana specializzata nello sviluppo di robot umanoidi basati su Physical AI, con l'obiettivo di valutare possibili ambiti di collaborazione tecnologica e industriale nel campo della robotica avanzata.
- A settembre è stata costituita la Fondazione Systema, un'alleanza italiana che riunisce imprese, industria, finanza, associazioni e istituzioni, tra cui Eni e altre importanti aziende, con l'obiettivo di rafforzare la competitività delle filiere produttive attraverso la collaborazione, modelli condivisi e la piattaforma Open-es.
- A settembre, Eni è stata classificata prima su 28 società negli indicatori Bloomberg ESG.
- In ottobre, Eni CCUS Holding ha annunciato che Liverpool Bay CCS ha completato l'installazione della nuova piattaforma Douglas CCS nella baia di Liverpool, segnando un importante passo avanti nella realizzazione del progetto per il trasporto e lo stoccaggio di CO_2 che rappresenta l'infrastruttura portante del cluster di decarbonizzazione industriale HyNet nel Regno Unito. Douglas CCS è la prima piattaforma offshore al mondo progettata appositamente per le attività di Cattura e Stoccaggio della CO_2 nell'ambito della decarbonizzazione del settore industriale.
- In ottobre, completato in Libia il Bouri Gas Utilization Project, consentendo il recupero del gas associato del giacimento. Si tratta di uno dei più rilevanti interventi di riduzione delle emissioni nel settore energetico libico, con riduzioni attese delle emissioni di gas serra di circa 1,5 milioni di tonnellate di CO_2 all'anno. Il gas recuperato sarà destinato ai consumi interni.
- In ottobre, Eni ha ricevuto per il terzo anno consecutivo il "Gold Standard reporting" dell'Oil and Gas Methane Partnership 2.0 per l'impegno nella rendicontazione delle emissioni con i massimi livelli di qualità dei dati.

Risultati di Gruppo

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
24.375	Ricavi della gestione caratteristica	28.072	20.204	39	75.409	61.536	23
1.898	Utile (perdita) operativo	2.477	1.344	84	6.548	4.834	35
(151)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(383)	117	..	(968)	475	..
1.769	Esclusione special item [a]	1.605	612	..	4.053	1.253	..
3.516	Utile (perdita) operativo adjusted	3.699	2.073	78	9.633	6.562	47
1.859	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	2.295	923	..	5.272	2.796	89
5.375	Utile operativo proforma adjusted	5.994	2.996	..	14.905	9.358	59
4.769	*E&P*	*4.631*	*2.638*	*76*	*12.757*	*8.368*	*52*
503	*Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power*	*445*	*346*	*29*	*1.275*	*1.206*	*6*
521	*Transition Businesses*	*601*	*331*	*82*	*1.473*	*929*	*59*
(40)	*Refining, Chimica e Sites in transformation*	*472*	*(53)*	..	*172*	*(580)*	..
(378)	*Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento*	*(155)*	*(266)*		*(772)*	*(565)*	
3.857	Utile (perdita) ante imposte adjusted	4.330	2.273	90	10.565	7.222	46
2.434	Utile (perdita) netto adjusted	2.931	1.315	..	6.740	3.943	71
3.376	Utile (perdita) netto	3.492	865	..	8.147	2.621	..
3.319	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	3.205	803	..	7.595	2.518	..
(120)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(235)	87	..	(633)	333	..
(866)	Esclusione special item [a]	(169)	357	..	(526)	942	..
2.333	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.801	1.247	..	6.436	3.793	70

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

- Nel terzo trimestre 2026 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €6 mld, raddoppiato rispetto al trimestre di confronto (+€3 mld) grazie al miglioramento gestionale di quasi tutti i business, che hanno saputo cogliere i benefici di uno scenario commodity favorevole attraverso la crescita dei volumi, efficienze di costo e l'ottimizzazione dei margini. E&P ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €4,6 mld, in aumento di €2 mld rispetto al terzo trimestre 2025, sostenuto dalla crescita organica della produzione e dal solido contributo dei satelliti, in particolare grazie al pieno contributo della JV Searah nel Sud-est asiatico. Il business della raffinazione ha realizzato un solido risultato in uno scenario margini favorevole. I satelliti della transizione hanno conseguito un utile operativo proforma adjusted di €0,6 mld, quasi il doppio rispetto al terzo trimestre 2025, grazie alla crescita dei volumi e all'espansione dei margini. Nonostante lo scenario sfidante, il business della Chimica ha contenuto gli effetti della contrazione dei margini facendo leva sulle azioni di ristrutturazione in corso, mentre prosegue il percorso di riconversione degli impianti in attività legate alla transizione.

- Nel terzo trimestre 2026 l'**utile ante imposte adjusted** di €4,33 mld aumenta del 90% rispetto al trimestre di confronto in linea con il trend dell'utile operativo adjusted di Gruppo e per effetto dei maggiori profitti delle società valutate al patrimonio netto, in parte compensati dall'aumento di €0,06 mld degli oneri finanziari netti dovuto al rialzo dei tassi di interesse e ai minori proventi delle attività possedute per la negoziazione valutate al fair value. Nei nove mesi '26 il Gruppo ha conseguito un utile ante imposte adjusted di €10,57 mld, in aumento del 46% rispetto ai nove mesi '25.

- Nel terzo trimestre 2026 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €2,80 mld è più che raddoppiato rispetto al trimestre 2025, tenendo conto della riduzione del tax rate adjusted di Gruppo al 32% rispetto al 42%. La variazione del tax rate è dovuta al migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, nonché al maggiore contributo all'utile ante imposte di Gruppo dei risultati delle controllate italiane. Nei nove mesi '26 l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è pari a €6,44 mld, in aumento del 70% rispetto ai nove mesi '25.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var. ass.	2026	2025	var. ass.
3.376	Utile (perdita) netto	3.492	865	2.627	8.147	2.621	5.526
	Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:						
140	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	(352)	1.505	(1.857)	1.424	5.063	(3.639)
	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(45)	(32)	(13)	(50)	(38)	(12)
1.539	- dividendi, interessi e imposte	1.274	891	383	3.974	3.275	699
269	Variazione del capitale di esercizio	178	435	(257)	(1.338)	627	(1.965)
578	Dividendi incassati da partecipate	1.112	417	695	1.980	1.296	684
(1.196)	Imposte pagate	(1.148)	(812)	(336)	(3.199)	(3.042)	(157)
(436)	Interessi (pagati) incassati	(152)	(191)	39	(882)	(822)	(60)
4.270	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.359	3.078	1.281	10.056	8.980	1.076
(2.041)	Investimenti tecnici	(1.415)	(2.017)	602	(5.423)	(5.790)	367
(735)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(134)	(229)	95	(934)	(580)	(354)
(281)	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	215	1.275	(1.060)	(56)	1.359	(1.415)
240	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(244)	(93)	(151)	11	(268)	279
1.453	Free cash flow	2.781	2.014	767	3.654	3.701	(47)
9	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(1.895)	(459)	(1.436)	(2.725)	(649)	(2.076)
104	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.669	(97)	1.766	4.129	(1.421)	5.550
(327)	Rimborso di passività per beni in leasing	(272)	(303)	31	(941)	(978)	37
(1.452)	Flusso di cassa del capitale proprio	907	(1.371)	2.278	(1.620)	193	(1.813)
(156)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(30)	(1)	(29)	774	125	649
8	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	57	2	55	80	(202)	282
(361)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	3.217	(215)	3.432	3.351	769	2.582
4.469	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.287	3.297	990	11.634	9.486	2.148

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var. ass.	2026	2025	var. ass.
1.453	Free cash flow	2.781	2.014	767	3.654	3.701	(47)
(327)	Rimborso di passività per beni in leasing	(272)	(303)	31	(941)	(978)	37
(9)	Debiti e crediti finanziari società acquisite				(9)		(9)
(238)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	1.846		1.846	1.608		1.608
307	Supplier agreement, differenze cambio e altre variazioni	(663)	(72)	(591)	(640)	(797)	157
(1.452)	Flusso di cassa del capitale proprio	907	(1.371)	2.278	(1.620)	193	(1.813)
(156)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(30)	(1)	(29)	774	125	649
(422)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	4.569	267	4.302	2.826	2.244	582
327	Rimborsi lease liability	272	303	(31)	941	978	(37)
(141)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(445)	(113)	(332)	(855)	(43)	(812)
(236)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	4.396	457	3.939	2.912	3.179	(267)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi 2026 pari a €10.056 mln, include €1.980 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €11.634 mln nei nove mesi 2026 (€4.287 mln nel terzo trimestre 2026), al netto delle seguenti componenti:

- l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti;
- la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini;
- il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza;
- accantonamenti a fondi rischi e altri oneri/proventi straordinari (per il terzo trimestre include anche il rigiro del provento stanziato per competenza nel precedente trimestre relativo a una distribuzione agli azionisti di Searah JV).

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito.

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	2025	var. ass.	Nove mesi 2026	2025	var. ass.
4.270	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.359	3.078	1.281	10.056	8.980	1.076
(269)	Variazione del capitale di esercizio	(178)	(435)	257	1.338	(627)	1.965
(123)	Esclusione derivati su commodity	828	50	778	900	(3)	903
(151)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(383)	117	(500)	(968)	475	(1.443)
3.727	**Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo**	**4.626**	**2.810**	**1.816**	**11.326**	**8.825**	**2.501**
742	(Proventi) oneri straordinari e altre variazioni	(339)	487	(826)	308	661	(353)
4.469	**Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted**	**4.287**	**3.297**	**990**	**11.634**	**9.486**	**2.148**

I **capex organici** di €5,06 mld nei nove mesi 2026 registrano una riduzione del 14% rispetto ai nove mesi 2025 ed escludono la quota di capex rimborsata o che sarà oggetto di rimborso al closing delle dismissioni di attività definite o in corso, riclassificata nella voce "altre variazioni relative all'attività di investimento" o nelle dismissioni del periodo. I capex organici escludono inoltre la quota di investimenti di competenza di joint operator sanzionati, ai quali Eni è subentrato nei diritti e nelle obbligazioni quali il finanziamento dei costi di sviluppo.

Nei nove mesi 2026 l'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** è diminuito di circa €2,8 mld attestandosi a €6,7 mld. I principali movimenti in entrata sono il flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €11,63 mld, l'apporto di capitale da parte di terzi relativo alla monetizzazione di un portafoglio di infrastrutture upstream (€1,75 mld) e l'emissione di un bond ibrido pari a €0,99 mld. Tali flussi hanno finanziato i capex organici di €5,06 mld, i fabbisogni del circolante (€1,4 mld), il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e l'acquisto di azioni proprie di €4,30 mld (€2,33 mld di pagamento dividendo e €1,96 mld relativi al riacquisto di azioni), il pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,3 mld), acquisizioni e altri effetti di portafoglio per circa €1,3 mld e l'accensione di nuovi supplier agreement e altre variazioni (€1 mld). L'operazione di deconsolidamento di Plenitude ha comportato un beneficio sulla posizione finanziaria netta del bilancio consolidato di circa €2,75 mld.

Eni, a seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 6 maggio 2026, ha avviato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie da eseguirsi entro aprile 2027, nel limite dell'importo massimo autorizzato di €4 mld. In linea con la politica di remunerazione di Gruppo, il management prevede di attuare un programma di buyback di €3,8 mld. Alla data del 16 ottobre 2026, sono state acquistate circa 85 mln di azioni con un esborso di €1,95 mld.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2025	30 Sett. 2026	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	50.536	49.997	(539)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.184	5.100	(84)
Attività immateriali	6.022	1.525	(4.497)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.187	1.787	600
Partecipazioni	14.484	25.791	11.307
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	974	1.020	46
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.337)	(1.416)	(79)
	77.050	**83.804**	**6.754**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.143	8.011	2.868
Crediti commerciali	8.986	11.288	2.302
Debiti commerciali	(13.901)	(17.899)	(3.998)
Attività (passività) tributarie nette	1.506	1.973	467
Fondi per rischi e oneri	(14.580)	(14.131)	449
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.572)	(4.235)	(2.663)
	(14.418)	**(14.993)**	**(575)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(596)**	**(719)**	**(123)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**5.979**	**1.864**	**(4.115)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**68.015**	**69.956**	**1.941**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.940	54.508	6.568
Interessenze di terzi	4.847	3.132	(1.715)
Patrimonio netto	**52.787**	**57.640**	**4.853**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**9.528**	**6.702**	**(2.826)**
Passività per beni leasing	**5.700**	**5.614**	**(86)**
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**15.228**	**12.316**	**(2.912)**
COPERTURE	**68.015**	**69.956**	**1.941**
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	**0,15**	**0,10**	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	**0,22**	**0,18**	

Al 30 settembre 2026 il **capitale immobilizzato** (€83,8 mld) è aumentato di circa €6,8 mld rispetto al 31 dicembre 2025, per effetto principalmente della rilevazione iniziale della partecipazione del 65% mantenuta in Plenitude di €6,8 mld a seguito della perdita del controllo e costituzione di una JV valutata con il metodo del patrimonio netto, nonché della rilevazione iniziale, a giugno 2026, della partecipazione del 50% nella joint venture Searah per €4,9 mld per effetto del conferimento delle attività a gas Eni alla nuova entità in Indonesia. Gli investimenti del periodo di €5,4 mld sono stati compensati dagli ammortamenti/svalutazioni. Le differenze cambio hanno segno positivo di €2 mld (al 30 settembre 2026, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,135 rispetto al cambio di 1,176 al 31 dicembre 2025, -3%), comportando un aumento del valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari.

Il **capitale di esercizio netto** si attesta a €15 mld, in lieve diminuzione rispetto al 31 dicembre 2025. L'incremento del valore delle rimanenze, determinato dall'applicazione del costo medio ponderato degli approvvigionamenti in uno scenario di più elevati prezzi delle commodity e gli utilizzi netti di fondi rischi e oneri, sono stati più che compensati dal saldo della variazione tra crediti e debiti commerciali (€1,7 mld) e dall'incremento delle altre passività nette (€2,7 mld) per effetto delle variazioni del fair value degli strumenti derivati.

Le **attività destinate alla vendita** includono asset del settore upstream.

Il **patrimonio netto degli azionisti Eni** (€54,5 mld) è aumentato di €6,6 mld rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto dell'utile netto del periodo (€7,6 mld), differenze cambio positive (€1,7 mld), parzialmente compensate dalla variazione negativa della riserva di cash flow hedge per €2,2 mld, dalla remunerazione degli azionisti di circa €4,3 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie), nonché l'apporto di capitale pari a €1,8 mld di un pool di investitori per partecipare ai futuri dividendi attesi da parte di un portafoglio upstream su base infrastrutturale.

Le **interessenze di terzi** di €3,1 mld includono: i) la partecipazione di minoranza del socio KKR nel capitale sociale di Enilive (€0,9 mld) nel 2025; (ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata nel 2024 (€1,8 mld) classificato a

patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di attività finanziarie agli obbligazionisti, (iii) l'interessenza di terzi in Plenitude pari a €2 mld, riferibile agli apporti di capitale effettuati dal fondo Ares ed EIP, è stata eliminata a seguito della perdita del controllo di Plenitude da parte del Gruppo Eni.
L'**indebitamento finanziario netto**[5] ante lease liability al 30 settembre 2026 è pari a €6,7 mld, in riduzione di circa €2,8 mld rispetto al 31 dicembre 2025. Il **gearing** [6] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto, entrambi ante lease liabilities – si attesta al 10% al 30 settembre 2026; ovvero 9% su base proforma considerando le operazioni di portafoglio in corso relative principalmente alla cessione della partecipazione del 10% negli asset in Indonesia.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €4.053 mln nei nove mesi 2026 (€1.605 mln nel terzo trimestre 2026) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €2.021 mln nei nove mesi 2026 (oneri netti di €264 mln nel terzo trimestre 2026) relativi principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas per effetto della revisione delle priorità nell'allocazione degli investimenti dalle fasi future di recupero del potenziale residuo di giacimenti maturi a beneficio dello sviluppo dei progetti core del portafoglio, coerentemente con la strategia, nonché per effetto della revisione delle riserve (€1.231 mln e €28 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026 rispettivamente); svalutazione di crediti (€102 mln e €10 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026 rispettivamente), attività di decommissioning svolte in conformità con la normativa vigente (€67 mln in entrambi i periodi), accantonamenti a fondo rischi (€44 mln e €33 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026 rispettivamente) e oneri per incentivazione all'esodo (€38 mln e €29 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026 rispettivamente);
- **GGP e Power:** oneri netti di €1.574 mln nei nove mesi 2026 (oneri netti di €1.142 mln nel terzo trimestre 2026) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o per i quali non è prevista la own use exemption (onere di €1.619 mln e di €1.305 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026). La riclassificazione del saldo positivo di €176 mln nei nove mesi 2026 (€24 mln nel terzo trimestre 2026) si riferisce ai derivati utilizzati per la gestione dell'esposizione dei margini alle variazioni dei tassi di cambio delle valute estere e alle differenze di conversione dei debiti e dei crediti commerciali;
- **Transition Businesses:** proventi netti per €953 mln (proventi netti di €589 mln nel terzo trimestre 2026) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €1.102 mln e di €693 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026);
- **Refining, Chimica e Sites in transformation:** oneri netti di €1.080 mln (€546 mln nel terzo trimestre 2026) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€360 mln e €182 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026); al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi nel business Refining (€210 mln e €48 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2026), nonché accantonamenti ambientali di €316 mln (€226 mln nel terzo trimestre 2026).

Al di sotto del risultato operativo, i principali special item hanno riguardato la plusvalenza di circa €2 mld rilevata a seguito del conferimento, nel giugno 2026, di asset a gas in Indonesia nella JV Searah con Petronas, effettuato in cambio di una partecipazione del 50% nella nuova entità valutata con il metodo del patrimonio netto, nonché la plusvalenza di circa €1,5 mld derivante dall'allineamento al fair value della partecipazione residua mantenuta in Plenitude a seguito della perdita del controllo sulla società conseguente alla transazione con il fondo di private equity Ares.

5 Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 25.
6 In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione Indicatori Alternativi di Performance alle pag. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, criteri di presentazione e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati di Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 2026 (non sottoposti a revisione contabile) è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo trimestre e ai nove mesi 2026 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2025 e secondo trimestre 2026). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2026 e al 31 dicembre 2025. 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 trimestrali 2026 sono gli stessi della Relazione Finanziaria Annuale 2025 alla quale si rinvia.

Con effetto dal 30 settembre 2026, Eni e il fondo di private equity Ares hanno perfezionato un aumento di capitale non proporzionale in Plenitude, ex società controllata da Eni, sottoscritto per il 30% da Eni e per la quota restante da Ares, con conseguente diluizione della partecipazione di Eni al 65%. Nell'ambito dell'operazione, i due azionisti hanno concordato un nuovo quadro di governance, che istituisce il controllo congiunto sull'entità. Pertanto, alla chiusura dell'operazione, le attività e le passività di Plenitude sono state eliminate dal bilancio consolidato del Gruppo Eni e la quota di partecipazione del 65% mantenuta nella società partecipata è stata iscritta al relativo fair value alla data della transazione, con la rilevazione di una plusvalenza di circa €1,5 mld. Tale plusvalenza è stata rilevata nei risultati delle discontinued operations. Successivamente alla perdita del controllo, la partecipazione in Plenitude sarà classificata come joint venture e valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

* * *

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

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
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com
investor.relations@eni.com
Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni, Rome, 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 2026 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measures)

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 che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). 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. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. 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 measure.
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'accretion 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.

Utile operativo proforma adjusted
In relazione al crescente contributo delle JV/associates ed anche in connessione con il modello satellitare Eni, è stata definita la misura di risultato "utile operativo proforma adjusted" che integra la quota Eni dei loro margini operativi.

Special item
Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante. 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.

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. Il gearing ex-IFRS 16 è calcolato al netto delle lease liability e right-of-use assets al numeratore e al denominatore, rispettivamente. Su base proforma il gearing è calcolato al netto delle operazioni di portafoglio.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

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, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari 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 2026	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plenitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations: Plenitude	Esclusione discontinued operations: Elisioni infragruppo	Esclusione discontinued operations: TOTALE	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	2.440	(703)	389	864	(45)	(448)	(20)	2.477	(864)	249	(615)	1.862
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(154)		(300)		71	(383)				(383)
Esclusione special item:												
oneri ambientali			7		226	159		392				392
svalutazioni (riprese di valore) nette	28	1	28		63	5		125				125
plusvalenze nette su cessione di asset	(9)				(2)			(11)				(11)
accantonamenti a fondo rischi	33				(1)	(4)		28				28
oneri per incentivazione all'esodo	29	10	55	1	56	87		238	(1)		(1)	237
derivati su commodity	34	1.305	28	(721)	182			828	721	(722)	(1)	827
differenze e derivati su cambi	(7)	24	(1)		1			17				17
altro	156	(198)	1	13	21	(5)		(12)	(13)		(13)	(25)
Special item dell'utile (perdita) operativo	264	1.142	118	(707)	546	242		1.605	707	(722)	(15)	1.590
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	**2.704**	**439**	**353**	**157**	**201**	**(206)**	**51**	**3.699**	**(157)**	**(473)**	**(630)**	**3.069**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.927	6	57	34	271			2.295	(34)		(34)	2.261
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	**4.631**	**445**	**410**	**191**	**472**	**(206)**	**51**	**5.994**	**(191)**	**(473)**	**(664)**	**5.330**
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	21	(4)		3	(3)	(174)		(157)	(3)	2	(1)	(158)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(196)	3	(3)	(21)	2			(215)	21		21	(194)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.233)	(3)		(8)	(48)			(1.292)	8		8	(1.284)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	498	6	54	5	225			788	(5)		(5)	783
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	**3.223**	**441**	**407**	**165**	**423**	**(380)**	**51**	**4.330**	**(165)**	**(471)**	**(636)**	**3.694**
Imposte sul reddito (i)	(1.123)	(173)	(111)	(45)	(110)	180	(17)	(1.399)	45	(7)	38	(1.361)
Tax rate (%)								*32,3*				*36,8*
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	**2.100**	**268**	**296**	**120**	**313**	**(200)**	**34**	**2.931**	**(120)**	**(478)**	**(598)**	**2.333**
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								130			267	397
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**2.801**			**(865)**	**1.936**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**3.205**			**(1.757)**	**1.448**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(235)				(235)
Esclusione special item								(169)			892	723
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**2.801**			**(865)**	**1.936**

(€ milioni)

III trimestre 2025	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plenitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations: Plenitude	Esclusione discontinued operations: Elisioni infragruppo	Esclusione discontinued operations: TOTALE	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	1.670	227	219	23	(291)	(418)	(86)	1.344	(23)	(489)	(512)	832
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(8)		69		56	117				117
Esclusione special item:												
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	2		11		19			32				32
svalutazioni (riprese di valore) nette	109		9		59	4		181				181
accantonamenti a fondo rischi	38					170		208				208
oneri per incentivazione all'esodo	3	1	1	1	3	10		19	(1)		(1)	18
derivati su commodity	16	(32)	1	66	(1)			50	(66)	64	(2)	48
differenze e derivati su cambi	(32)	17			(1)	(1)		(17)				(17)
altro	(6)	129	8	2	7	(1)		139	(2)		(2)	137
Special item dell'utile (perdita) operativo	130	115	30	69	86	182		612	(69)	64	(5)	607
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	**1.800**	**342**	**241**	**92**	**(136)**	**(236)**	**(30)**	**2.073**	**(92)**	**(425)**	**(517)**	**1.556**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	838	4	(8)	6	83			923	(6)		(6)	917
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	**2.638**	**346**	**233**	**98**	**(53)**	**(236)**	**(30)**	**2.996**	**(98)**	**(425)**	**(523)**	**2.473**
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(84)	(4)	(6)	(6)	3	(75)		(172)	6	4	10	(162)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(137)	3	(2)	(9)	(19)			(164)	9		9	(155)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(402)	3		1	11			(387)	(1)		(1)	(388)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	299	10	(10)	(2)	75			372	2		2	374
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	**2.015**	**348**	**225**	**84**	**(58)**	**(311)**	**(30)**	**2.273**	**(84)**	**(421)**	**(505)**	**1.768**
Imposte sul reddito (i)	(840)	(132)	(62)	(31)	(16)	114	9	(958)	31	(5)	26	(932)
Tax rate (%)								*42,1*				*52,7*
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	**1.175**	**216**	**163**	**53**	**(74)**	**(197)**	**(21)**	**1.315**	**(53)**	**(426)**	**(479)**	**836**
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								68			(48)	20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**1.247**			**(431)**	**816**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**803**			**(448)**	**355**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								87				87
Esclusione special item								357			17	374
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**1.247**			**(431)**	**816**

(€ milioni)

Nove mesi 2026	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plenitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations: Plenitude	Esclusione discontinued operations: Elisioni infragruppo	Esclusione discontinued operations: TOTALE	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	5.942	(322)	764	1.690	(347)	(1.063)	(116)	6.548	(1.690)	(1.114)	(2.804)	3.744
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(189)		(855)		76	(968)				(968)
Esclusione special item:												
oneri ambientali	15		55		316	149		535				535
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.231	1	39		250	78		1.599				1.599
plusvalenze nette su cessione di asset	(14)				(2)			(16)				(16)
accantonamenti a fondo rischi	44		1			2		47				47
oneri per incentivazione all'esodo	38	11	56	3	68	94		270	(3)		(3)	267
derivati su commodity	23	1.619	42	(1.144)	360			900	1.144	(1.147)	(3)	897
differenze e derivati su cambi	20	176	(3)		17			210				210
altro	664	(233)	(9)	7	71	8		508	(7)		(7)	501
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.021	1.574	181	(1.134)	1.080	331		4.053	1.134	(1.147)	(13)	4.040
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	**7.963**	**1.252**	**756**	**556**	**(122)**	**(732)**	**(40)**	**9.633**	**(556)**	**(2.261)**	**(2.817)**	**6.816**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	4.794	23	87	74	294			5.272	(74)		(74)	5.198
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	**12.757**	**1.275**	**843**	**630**	**172**	**(732)**	**(40)**	**14.905**	**(630)**	**(2.261)**	**(2.891)**	**12.014**
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(162)	(13)	(14)	1	2	(495)		(681)	(1)	(10)	(11)	(692)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(645)	9	(8)	(60)	(29)			(733)	60		60	(673)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(2.860)	(9)		(13)	(44)			(2.926)	13		13	(2.913)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.289	23	79	1	221			1.613	(1)		(1)	1.612
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	**9.090**	**1.262**	**821**	**558**	**101**	**(1.227)**	**(40)**	**10.565**	**(558)**	**(2.271)**	**(2.829)**	**7.736**
Imposte sul reddito (i)	(3.261)	(479)	(224)	(174)	(104)	404	13	(3.825)	174	(18)	156	(3.669)
Tax rate (%)								*36,2*				*47,4*
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	**5.829**	**783**	**597**	**384**	**(3)**	**(823)**	**(27)**	**6.740**	**(384)**	**(2.289)**	**(2.673)**	**4.067**
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								304			(359)	(55)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**6.436**			**(2.314)**	**4.122**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**7.595**			**(3.124)**	**4.471**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(633)				(633)
Esclusione special item								(526)			810	284
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**6.436**			**(2.314)**	**4.122**

(€ milioni)

Nove mesi 2025	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plenitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations: Plenitude	Esclusione discontinued operations: Elisioni infragruppo	Esclusione discontinued operations: TOTALE	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	5.116	1.585	393	87	(1.593)	(957)	203	4.834	(87)	(2.864)	(2.951)	1.883
Esclusione (utile) perdita di magazzino			34		496		(55)	475				475
Esclusione special item:												
oneri ambientali (recupero costi da terzi)			33		136	55		224				224
svalutazioni (riprese di valore) nette	578		14		218	12		822				822
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)				(3)			(6)				(6)
accantonamenti a fondo rischi	38				16	171		225				225
oneri per incentivazione all'esodo	12	1	2	1	10	27		53	(1)		(1)	52
derivati su commodity	(3)	(374)	2	358	14			(3)	(358)	354	(4)	(7)
differenze e derivati su cambi	(17)	(280)	(1)		2			(296)				(296)
altro	(32)	251	12	12	12	(21)		234	(12)		(12)	222
Special item dell'utile (perdita) operativo	573	(402)	62	371	405	244		1.253	(371)	354	(17)	1.236
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	**5.689**	**1.183**	**489**	**458**	**(692)**	**(713)**	**148**	**6.562**	**(458)**	**(2.510)**	**(2.968)**	**3.594**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	2.679	23	(32)	14	112			2.796	(14)		(14)	2.782
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	**8.368**	**1.206**	**457**	**472**	**(580)**	**(713)**	**148**	**9.358**	**(472)**	**(2.510)**	**(2.982)**	**6.376**
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(55)	(13)	(14)	(19)	(2)	(91)		(194)	19	75	94	(100)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(459)	8	(5)	(33)	(60)			(549)	33		33	(516)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.426)	(1)			34			(1.393)				(1.393)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	794	30	(37)	(19)	86			854	19		19	873
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	**6.428**	**1.200**	**438**	**420**	**(608)**	**(804)**	**148**	**7.222**	**(420)**	**(2.435)**	**(2.855)**	**4.367**
Imposte sul reddito (i)	(2.881)	(442)	(134)	(144)	27	336	(41)	(3.279)	144	(12)	132	(3.147)
Tax rate (%)								*45,4*				*72,1*
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	**3.547**	**758**	**304**	**276**	**(581)**	**(468)**	**107**	**3.943**	**(276)**	**(2.447)**	**(2.723)**	**1.220**
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								150			(235)	(85)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**3.793**			**(2.488)**	**1.305**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**2.518**			**(2.569)**	**(51)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								333				333
Esclusione special item								942			81	1.023
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**3.793**			**(2.488)**	**1.305**

(€ milioni)

II Trimestre 2026	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plenitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations: Plenitude	Esclusione discontinued operations: Elisioni infragruppo	Esclusione discontinued operations: TOTALE	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	1.651	523	192	52	(129)	(313)	(78)	1.898	(52)	(669)	(721)	1.177
Esclusione (utile) perdita di magazzino			70		(151)		(70)	(151)				(151)
Esclusione special item:												
oneri ambientali	16		31		66	(10)		103				103
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.104		6		108	69		1.287				1.287
accantonamenti a fondo rischi	11		1		1	6		19				19
oneri per incentivazione all'esodo	6			1	6	3		16	(1)		(1)	15
derivati su commodity	(179)	(95)	(23)	159	15			(123)	(159)	156	(3)	(126)
differenze e derivati su cambi	(4)	65	(2)		11			70				70
altro	371	2	(8)	(13)	30	15		397	13		13	410
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.325	(28)	5	147	237	83		1.769	(147)	156	9	1.778
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	**2.976**	**495**	**267**	**199**	**(43)**	**(230)**	**(148)**	**3.516**	**(199)**	**(513)**	**(712)**	**2.804**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.793	8	28	27	3			1.859	(27)		(27)	1.832
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	**4.769**	**503**	**295**	**226**	**(40)**	**(230)**	**(148)**	**5.375**	**(226)**	**(513)**	**(739)**	**4.636**
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(99)	(5)	(6)	(11)	2	(144)		(263)	11	(3)	8	(255)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(235)	2	(2)	(20)	(14)			(269)	20		20	(249)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(966)	(3)		(6)	(11)			(986)	6		6	(980)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	592	7	26	1	(22)			604	(1)		(1)	603
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	**3.469**	**497**	**287**	**189**	**(63)**	**(374)**	**(148)**	**3.857**	**(189)**	**(516)**	**(705)**	**3.152**
Imposte sul reddito (i)	(1.220)	(186)	(79)	(59)	(24)	101	44	(1.423)	59	(5)	54	(1.369)
Tax rate (%)								*36,9*				
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	**2.249**	**311**	**208**	**130**	**(87)**	**(273)**	**(104)**	**2.434**	**(130)**	**(521)**	**(651)**	**1.783**
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								101			(196)	(95)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**2.333**			**(455)**	**1.878**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								**3.319**			**(492)**	**2.827**
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(120)				(120)
Esclusione special item								(866)			37	(829)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								**2.333**			**(455)**	**1.878**

Analisi degli special item

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
103	Oneri ambientali	392	32	535	224
1.287	Svalutazioni (riprese di valore) nette	125	181	1.599	822
	Plusvalenze nette su cessione di asset	(11)		(16)	(6)
19	Accantonamenti a fondo rischi	28	208	47	225
16	Oneri per incentivazione all'esodo	238	19	270	53
(123)	Derivati su commodity	828	50	900	(3)
70	Differenze e derivati su cambi	17	(17)	210	(296)
397	Altro	(12)	139	508	234
1.769	**Special item dell'utile (perdita) operativo**	**1.605**	**612**	**4.053**	**1.253**
(75)	**Oneri (proventi) finanziari**	**(24)**	**11**	**(225)**	**280**
	di cui:				
(70)	*- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo*	*(17)*	*17*	*(210)*	*296*
(2.384)	**Oneri (proventi) su partecipazioni, inclusi proventi netti su business combination e altro**	**(1.473)**	**(112)**	**(3.909)**	**(266)**
(146)	**Imposte sul reddito**	**(401)**	**(145)**	**(652)**	**(285)**
(836)	**Totale special item dell'utile (perdita) netto**	**(293)**	**366**	**(733)**	**982**
	di competenza:				
(866)	**- azionisti Eni**	**(169)**	**357**	**(526)**	**942**
30	- interessenze di terzi	(124)	9	(207)	40

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
2.976	Utile operativo adjusted E&P	2.704	1.800	50	7.963	5.689	40
1.793	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	1.927	838	..	4.794	2.679	79
4.769	**Utile operativo proforma adjusted E&P**	**4.631**	**2.638**	**76**	**12.757**	**8.368**	**52**
495	Utile operativo adjusted GGP e Power	439	342	28	1.252	1.183	6
8	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	6	4	50	23	23	-
503	**Utile operativo proforma adjusted GGP e Power**	**445**	**346**	**29**	**1.275**	**1.206**	**6**
466	Utile operativo adjusted Transition Businesses	510	333	53	1.312	947	39
55	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	91	(2)	..	161	(18)	..
521	**Utile operativo proforma adjusted Transition Businesses**	**601**	**331**	**82**	**1.473**	**929**	**59**
(43)	Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	201	(136)	..	(122)	(692)	82
3	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	271	83	..	294	112	..
(40)	**Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation**	**472**	**(53)**	**..**	**172**	**(580)**	**..**
(230)	**Utile operativo adjusted altri settori**	**(206)**	**(236)**	**13**	**(732)**	**(713)**	**(3)**
(148)	Effetto eliminazione utili interni	51	(30)	..	(40)	148	..
5.375	**Utile operativo proforma adjusted di Gruppo[a]**	**5.994**	**2.996**	**..**	**14.905**	**9.358**	**59**

(a) Le principali partecipazioni rilevanti sono Vår Energi, Azule Energy, Ithaca, Searah, Mozambique Rovuma Venture, Neptune Algeria, SeaCorridor, Adnoc R&GT e St. Bernard Renewables Llc.

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

III Trimestre 2026 Risultati reported	*Profit on stock*	*Special items*	*Riclassifica oneri finanziari*	III Trimestre 2026 Risultati adjusted	(€ milioni)	Nove mesi 2026 Risultati reported	*Profit on stock*	*Special items*	*Riclassifica oneri finanziari*	Nove mesi 2026 Risultati adjusted
2.477	**(383)**	**1.588**	**17**	**3.699**	**Utile operativo**	**6.548**	**(968)**	**3.843**	**210**	**9.633**
(284)		(7)	(17)	**(308)**	Proventi/oneri finanziari	(663)		(15)	(210)	**(888)**
2.412		(1.473)		**939**	Proventi/oneri da partecipazioni	5.729		(3.909)		**1.820**
(1.113)	115	(401)		**(1.399)**	Imposte sul reddito	(3.467)	294	(652)		**(3.825)**
3.492	**(268)**	**(293)**		**2.931**	**Utile netto**	**8.147**	**(674)**	**(733)**		**6.740**
287	(33)	(124)		**130**	- Interessenze di terzi	552	(41)	(207)		**304**
3.205	**(235)**	**(169)**		**2.801**	**Utile netto di competenza azionisti Eni**	**7.595**	**(633)**	**(526)**		**6.436**

III Trimestre 2025 Risultati reported	*Profit on stock*	*Special items*	*Riclassifica oneri finanziari*	III Trimestre 2025 Risultati adjusted	(€ milioni)	Nove mesi 2025 Risultati reported	*Profit on stock*	*Special items*	*Riclassifica oneri finanziari*	Nove mesi 2025 Risultati adjusted
1.344	**117**	**629**	**(17)**	**2.073**	**Utile operativo**	**4.834**	**475**	**1.549**	**(296)**	**6.562**
(258)		(6)	17	**(247)**	Proventi/oneri finanziari	(668)		(16)	296	(388)
559		(112)		**447**	Proventi/oneri da partecipazioni	1.314		(266)		1.048
(780)	(33)	(145)		**(958)**	Imposte sul reddito	(2.859)	(135)	(285)		(3.279)
865	**84**	**366**		**1.315**	**Utile netto**	**2.621**	**340**	**982**		**3.943**
62	(3)	9		**68**	- Interessenze di terzi	103	7	40		150
803	**87**	**357**		**1.247**	**Utile netto di competenza azionisti Eni**	**2.518**	**333**	**942**		**3.793**

2026 (€ milioni)	II Trim. 2026 Risultati reported	*Profit on stock*	*Special items*	*Riclassifica oneri finanziari*	II Trim. 2026 Risultati adjusted
Utile operativo	**1.898**	**(151)**	**1.699**	**70**	**3.516**
Proventi/oneri finanziari	(191)		(5)	(70)	**(266)**
Proventi/oneri da partecipazioni	2.991		(2.384)		**607**
Imposte sul reddito	(1.322)	45	(146)		**(1.423)**
Utile netto	**3.376**	**(106)**	**(836)**		**2.434**
- Interessenze di terzi	57	14	30		**101**
Utile netto di competenza azionisti Eni	**3.319**	**(120)**	**(866)**		**2.333**

Analisi delle principali voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
16.579	Exploration & Production	17.639	13.329	32	47.956	38.271	25
4.058	Global Gas & LNG Portfolio e Power	6.290	3.503	80	15.723	12.537	25
6.917	Enilive	7.726	5.206	48	19.400	14.742	32
6.441	Refining, Chimica e Sites in transformation	7.050	4.545	55	17.603	14.010	26
476	Corporate e altre attività	499	487	2	1.431	1.466	(2)
(12.157)	Elisioni di consolidamento	(13.559)	(8.670)	(56)	(34.412)	(26.874)	(28)
22.314		25.645	18.400	39	67.701	54.152	25

Costi operativi

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
17.806	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	20.674	15.362	35	54.603	45.416	20
51	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	40	(24)	..	141	49	..
759	Costo lavoro	889	676	32	2.471	2.230	11
15	*di cui: incentivi per esodi agevolati e altro*	*237*	*18*	..	*267*	*52*	..
18.616		21.603	16.014	35	57.215	47.695	20

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	III Trim. var %	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025	Nove mesi var %
1.514	Exploration & Production	1.363	1.521	(10)	4.310	4.586	(6)
42	Global Gas & LNG Portfolio e Power	47	64	(27)	137	196	(30)
76	Enilive	74	79	(6)	223	224	-
38	Refining, Chimica e Sites in transformation	38	39	(3)	111	114	(3)
40	Corporate e altre attività	41	38	8	120	115	4
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(10)	10	(26)	(26)	-
1.702	**Ammortamenti**	1.554	1.731	(10)	4.875	5.209	(6)
1.287	**Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing**	125	181	(31)	1.599	822	95
2.989	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.679	1.912	(12)	6.474	6.031	7
113	**Radiazioni**	9	11	(18)	128	(3)	..
3.102		1.688	1.923	(12)	6.602	6.028	10

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2026	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.574	23	109	283	(40)	1.949
Dividendi	148		6	1	21	176
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni					18	18
Altri proventi (oneri) netti	2.088	2			(3)	2.087
	3.810	25	115	284	(4)	4.230

Gearing e indebitamento finanziario netto

Il "gearing" misura il grado di indebitamento della società ed 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. Il management Eni utilizza il gearing per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento terzi e il capitale investito netto, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 Dic. 2025	30 Sett. 2026	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.464	34.390	5.926
- Debiti finanziari a breve termine	*8.363*	*8.362*	*(1)*
- Debiti finanziari a lungo termine	*20.101*	*26.028*	*5.927*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.100)	(11.767)	(3.667)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.991)	(8.371)	(1.380)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.845)	(7.550)	(3.705)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.528	6.702	(2.826)
Passività per beni in leasing	5.700	5.614	(86)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.228	12.316	(2.912)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.787	57.640	4.853
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,10	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,18	

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa sono aumentati per effetto della rilevazione dei crediti infragruppo in essere concessi da Eni a Plenitude pari a circa €1,7 mld portati in riduzione dei debiti finanziari lordi del Gruppo ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, nell'ambito del concordato piano di rimborso con conseguente esposizione del Gruppo al solo rischio di credito. La restante parte dell'incremento è dovuta ai maggiori depositi di marginazione in relazione all'attività di trading di commodity e altri impieghi.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2026	31 Dic. 2025
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	11.767	8.100
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	8.371	6.991
Altre attività finanziarie	2.710	3.710
Crediti commerciali e altri crediti	15.197	12.436
Rimanenze	8.011	5.143
Attività per imposte sul reddito	942	539
Altre attività	5.522	3.943
	52.520	**40.862**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	49.997	50.536
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.100	5.184
Attività immateriali	1.525	6.022
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.787	1.187
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	24.362	13.155
Altre partecipazioni	1.429	1.329
Altre attività finanziarie	5.860	1.109
Attività per imposte anticipate	6.875	6.716
Attività per imposte sul reddito	139	125
Altre attività	1.490	2.839
	98.564	**88.202**
Attività destinate alla vendita	**2.994**	**8.005**
TOTALE ATTIVITÀ	154.078	137.069
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.054	4.929
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.308	3.434
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.131	1.263
Debiti commerciali e altri debiti	22.759	20.261
Passività per imposte sul reddito	388	343
Altre passività	11.954	4.039
	44.594	**34.269**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	25.922	20.139
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.483	4.437
Fondi per rischi e oneri	14.131	14.580
Fondi per benefici ai dipendenti	719	596
Passività per imposte differite	4.313	4.805
Passività per imposte sul reddito	24	40
Altre passività	1.122	3.390
	50.714	**47.987**
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	**1.130**	**2.026**
TOTALE PASSIVITÀ	96.438	84.282
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	31.995	33.209
Riserve per differenze cambio da conversione	3.616	1.936
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	10.274	8.964
Azioni proprie	(2.977)	(2.782)
Utile (perdita) netto	7.595	2.608
Totale patrimonio netto di Eni	**54.508**	**47.940**
Interessenze di terzi	**3.132**	**4.847**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.640	52.787
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	154.078	137.069

CONTO ECONOMICO

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
	CONTINUING OPERATIONS				
22.314	Ricavi della gestione caratteristica	25.645	18.400	67.701	54.152
354	Altri ricavi e proventi	390	284	1.063	933
22.668	**Totale ricavi**	**26.035**	**18.684**	**68.764**	**55.085**
(17.806)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(20.674)	(15.362)	(54.603)	(45.416)
(51)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(40)	24	(141)	(49)
(759)	Costo lavoro	(889)	(676)	(2.471)	(2.230)
227	Altri proventi (oneri) operativi	(882)	85	(1.203)	521
(1.702)	Ammortamenti	(1.554)	(1.731)	(4.875)	(5.209)
(1.287)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(125)	(181)	(1.599)	(822)
(113)	Radiazioni	(9)	(11)	(128)	3
1.177	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.862	832	3.744	1.883
1.735	Proventi finanziari	1.482	836	4.699	6.195
(2.066)	Oneri finanziari	(1.778)	(1.135)	(5.485)	(6.864)
82	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	2	71	97	182
61	Strumenti finanziari derivati	9	(18)	18	(88)
(188)	**PROVENTI (ONERI) FINANZIARI**	**(285)**	**(246)**	**(671)**	**(575)**
889	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	777	359	1.949	1.028
2.106	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	135	195	2.281	301
2.995	**PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI**	**912**	**554**	**4.230**	**1.329**
3.984	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.489	1.140	7.303	2.637
(1.312)	Imposte sul reddito	(869)	(773)	(2.986)	(2.829)
2.672	**Utile (perdita) netto - continuing operations**	**1.620**	**367**	**4.317**	**(192)**
	DISCONTINUED OPERATIONS				
704	**Utile (perdita) netto - discontinued operations**	**1.872**	**498**	**3.830**	**2.813**
	TOTALE GRUPPO				
3.376	**Utile (perdita) netto**	**3.492**	**865**	**8.147**	**2.621**
	di competenza:				
3.319	**- azionisti Eni**	**3.205**	**803**	**7.595**	**2.518**
2.827	*- continuing operations*	*1.448*	*355*	4.471	(51)
492	*- discontinued operations*	*1.757*	*448*	3.124	2.569
57	**- interessenze di terzi**	**287**	**62**	**552**	**103**
(155)	*- continuing operations*	*172*	*12*	(154)	(141)
212	*- discontinued operations*	*115*	*50*	706	244
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)				
1,11	- semplice	1,09	0,25	2,53	0,77
1,09	- diluito	1,07	0,24	2,48	0,76
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)				
0,94	- semplice	0,48	0,10	1,46	(0,07)
0,92	- diluito	0,47	0,10	1,44	(0,07)
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
2.934,6	- semplice	2.886,5	3.011,2	2.922,0	3.041,0
3.000,2	- diluito	2.952,2	3.073,8	2.987,6	3.103,6

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
Utile (perdita) netto del periodo	3.492	865	8.147	2.621
Componenti non riclassificabili a conto economico	(12)		(2)	5
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	*1*		*1*	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			*1*	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	*(13)*		*(4)*	*5*
Effetto fiscale				
Componenti riclassificabili a conto economico	(1.027)	38	186	(5.481)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*158*	*(90)*	*1.758*	*(6.153)*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*(1.730)*	*132*	*(2.212)*	*864*
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*(1)*	*31*	*(57)*	*55*
Effetto fiscale	*546*	*(35)*	*697*	*(247)*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.039)	38	184	(5.476)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	2.453	903	8.331	(2.855)
di competenza:				
- azionisti Eni	2.147	845	7.675	(2.704)
- continuing operations	*368*	*403*	*4.472*	*(5.197)*
- discontinued operations	*1.779*	*442*	*3.203*	*2.493*
- interessenze di terzi	306	58	656	(151)
- continuing operations	*182*	*7*	*(84)*	*(388)*
- discontinued operations	*124*	*51*	*740*	*237*

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025		**55.648**
Totale utile (perdita) complessivo	(2.855)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.307)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(63)	
Acquisto di azioni proprie	(1.217)	
Emissione di obbligazioni ibride	1.500	
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.251)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(105)	
Imposte su cessione Enilive e Plenitude	(26)	
Imposte su cedole e costi bond ibrido	9	
Operazione Plenitude - cessione EIP	209	
Opzione put su Plenitude	(139)	
Operazione Enilive - cessione KKR	3.569	
Altre variazioni	(6)	
Totale variazioni		(2.682)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2025		**52.966**
di competenza:		
- azionisti Eni		49.243
- interessenze di terzi		3.723
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2026		**52.787**
Totale utile (perdita) complessivo	8.331	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.333)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(156)	
Acquisto di azioni proprie	(1.995)	
Emissione di obbligazioni ibride	1.000	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue e Enimarine	(214)	
Imposte su cedole e costi bond ibrido	55	
Operazione upstream su base infrastrutturale	1.753	
Deconsolidamento Plenitude	(2.101)	
Eliminazione Put Option liability	541	
Altre variazioni	(28)	
Totale variazioni		4.853
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2026		**57.640**
di competenza:		
- azionisti Eni		54.508
- interessenze di terzi		3.132

RENDICONTO FINANZIARIO

II Trim. 2026	(€ milioni)	III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
2.672	**Utile (perdita) netto - continuing operations**	1.620	367	4.317	(192)
704	**Utile (perdita) netto - discontinued operations**	1.872	498	3.830	2.813
3.376	**Utile (perdita) netto**	3.492	865	8.147	2.621
	Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
1.702	Ammortamenti	1.554	1.842	4.952	5.538
1.287	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	125	181	1.599	822
114	Radiazioni	9	11	129	(2)
(882)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(775)	(359)	(1.933)	(1.008)
	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(45)	(32)	(50)	(38)
(17)	Dividendi	(116)	(87)	(176)	(187)
(121)	Interessi attivi	(135)	(121)	(358)	(323)
355	Interessi passivi	412	319	1.041	926
1.322	Imposte sul reddito	1.113	780	3.467	2.859
(2.064)	Altre variazioni	(1.383)	(107)	(3.460)	(232)
269	Flusso di cassa del capitale di esercizio	178	435	(1.338)	627
(1.200)	*- rimanenze*	*(1.734)*	*(405)*	*(3.463)*	*(4)*
2.660	*- crediti commerciali*	*(2.079)*	*1.166*	*(3.312)*	*3.821*
(1.442)	*- debiti commerciali*	*2.955*	*(609)*	*4.749*	*(3.046)*
(70)	*- fondi per rischi e oneri*	*36*	*(109)*	*(387)*	*(548)*
321	*- altre attività e passività*	*1.000*	*392*	*1.075*	*404*
(17)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	118	(63)	137	(55)
578	Dividendi incassati	1.112	417	1.980	1.296
49	Interessi incassati	51	51	138	168
(485)	Interessi pagati	(203)	(242)	(1.020)	(990)
(1.196)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.148)	(812)	(3.199)	(3.042)
4.270	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	4.359	3.078	10.056	8.980
(2.981)	Flusso di cassa degli investimenti	(1.819)	(2.494)	(6.893)	(7.029)
(2.114)	*- attività materiali*	*(1.645)*	*(2.061)*	*(6.123)*	*(5.768)*
(94)	*- attività immateriali*	*(116)*	*(117)*	*(279)*	*(375)*
(499)	*- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite*			*(499)*	
(236)	*- partecipazioni*	*(134)*	*(229)*	*(435)*	*(580)*
(8)	*- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa*	*(25)*	*(8)*	*(58)*	*(43)*
(30)	*- variazione debiti relativi all'attività di investimento*	*101*	*(79)*	501	(263)
164	Flusso di cassa dei disinvestimenti	241	1.430	491	1.750
2	*- attività materiali*	*380*	*1.351*	*392*	*1.417*
	- attività immateriali	*1*	*3*	*1*	*3*
38	*- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute*	*(201)*		*(163)*	
27	*- partecipazioni*	*42*	*52*	*69*	*70*
42	*- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa*	*12*	*7*	*55*	*23*
55	*- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento*	*7*	*17*	*137*	*237*
9	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	*(1.895)*	*(459)*	*(2.725)*	*(649)*
(2.808)	**Flusso di cassa netto da attività di investimento**	(3.473)	(1.523)	(9.127)	(5.928)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2026	(€ milioni)	2026	2025	2026	2025
2.821	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	3.000	1.514	8.116	5.235
(1.177)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(250)	(2.908)	(3.156)	(7.711)
(327)	Rimborso di passività per beni in leasing	(272)	(303)	(941)	(978)
(1.540)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.081)	1.297	(831)	1.055
(786)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(781)	(781)	(2.333)	(2.305)
(106)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(24)	(30)	(150)	(63)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi	1.080		1.080	709
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate				3.069
(560)	Acquisto di azioni proprie	(1.115)	(560)	(1.964)	(1.226)
	Emissioni (rimborsi) di obbligazioni ibride perpetue		(1)	988	230
	Altri apporti	1.747		1.747	9
(156)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue	(30)		(214)	(105)
(1.831)	**Flusso di cassa netto da attività di finanziamento**	**2.274**	**(1.772)**	**2.342**	**(2.081)**
8	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	57	2	80	(202)
(361)	**Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti**	**3.217**	**(215)**	**3.351**	**769**
8.916	**Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo**	**8.555**	**9.167**	**8.421**	**8.183**
8.555	**Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo**	**11.772**	**8.952**	**11.772**	**8.952**

Investimenti tecnici

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
1.526	Exploration & Production	1.091	1.535	(29)	4.232	4.310	(2)
97	*di cui: - ricerca esplorativa*	*31*	*63*	*(51)*	*296*	*229*	*29*
1.418	*- sviluppo di idrocarburi*	*1.046*	*1.345*	*(22)*	*3.906*	*3.931*	*(1)*
14	Global Gas & LNG Portfolio e Power	7	14	(50)	29	51	(43)
2	*- Global Gas & LNG Portfolio*	*1*	*2*	(50)	*3*	*11*	*(73)*
12	*- Power*	*6*	*12*	*(50)*	*26*	*40*	*(35)*
174	Transition Businesses	*245*	*288*	*(15)*	*583*	*729*	*(20)*
56	*- Enilive*	103	98	5	222	199	12
118	*- Plenitude*	142	190	(25)	361	530	(32)
282	Refining, Chimica e Sites in transformation	39	142	(73)	479	430	11
247	*- Refining*	*9*	*97*	*(91)*	*393*	*303*	*30*
27	*- Chimica*	*22*	*45*	*(51)*	*66*	*127*	*(48)*
8	*- Sites in transformation*	*8*			*20*		
44	Corporate e altre attività	34	51	(33)	112	304	(63)
1	Elisioni di consolidamento	(1)	(13)		(12)	(34)	
2.041	**Investimenti tecnici** [a]	**1.415**	**2.017**	**(30)**	**5.423**	**5.790**	**(6)**

(a) I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€436 mln e €270 mln nel terzo trimestre 2026 e 2025, rispettivamente, €997 mln e €1.023 mln nei nove mesi 2026 e nei nove mesi 2025, rispettivamente, e €289 mln nel secondo trimestre 2026).

Nei nove mesi 2026 gli investimenti tecnici di €5.423 mln evidenziano una riduzione del 6% rispetto al periodo di confronto (€5.790 mln nei nove mesi 2025), in particolare:

• nel settore Exploration & Production gli investimenti (€4.232 mln) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Libia, Egitto, Congo, Italia, Emirati Arabi Uniti, Indonesia, Algeria, Kazakhstan, Nigeria, Messico e Iraq;

• nel settore Transition Businesses, gli investimenti Plenitude (€361 mln) sono relativi allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché all'attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€222 mln) sono relativi principalmente ai progetti di bioraffinazione (Ecofining™ e Steam Reformer a Venezia, e catalizzatori a Gela) alla commercializzazione in Italia e all'estero;

• nel settore Refining, Chimica e Sites in transformation sono relativi principalmente all'attività di raffinazione in Italia (€393 mln) in particolare alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e al business della chimica (€66 mln) per iniziative di economia circolare e asset integrity;

• gli investimenti nel settore Corporate e altre attività sono principalmente relativi alle attività di CCUS e ai progetti di agribusiness (€21 mln).

Exploration & Production

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
57	Italia	(mgl di boe/giorno)	57	62	58	66
300	Resto d'Europa		293	287	305	256
529	Africa Settentrionale		536	529	532	524
404	Africa Sub-Sahariana		403	340	401	333
342	Asia		390	389	359	377
157	America		150	143	150	130
-	Australia e Oceania		-	6	-	5
1.789	**Produzione di idrocarburi** [a][b][c][d]		1.829	1.756	1.805	1.691
566	*- di cui società in Joint Venture e collegate*		*648*	*493*	*580*	*452*
145	**Produzione venduta** [a]	(mln di boe)	146	143	432	413

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
23	Italia	(mgl di barili/giorno)	24	25	24	26
185	Resto d'Europa		181	193	190	161
176	Africa Settentrionale		178	175	175	173
185	Africa Sub-Sahariana		202	193	193	190
174	Asia		177	197	182	208
89	America		83	77	82	66
	Australia e Oceania					
832	**Produzione di petrolio e condensati**		845	860	846	824
282	*- di cui società in Joint Venture e collegate*		*279*	*283*	*286*	*250*

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2026			III Trim. 2026	III Trim. 2025	Nove mesi 2026	Nove mesi 2025
5	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	5	5	5	6
17	Resto d'Europa		16	14	17	14
52	Africa Settentrionale		53	53	53	52
33	Africa Sub-Sahariana		30	22	31	21
25	Asia		32	28	26	25
10	America		10	10	10	9
-	Australia e Oceania		-	1	-	1
142	**Produzione di gas naturale**		146	133	142	128
42	*- di cui società in Joint Venture e collegate*		*55*	*31*	*44*	*30*

(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 (157 e 129 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2026 e 2025, rispettivamente, 159 e 131 mila boe/giorno nei nove mesi 2026 e 2025, rispettivamente e 150 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2026).
(c) Include nel terzo trimestre 2026 e nei nove mesi 2026, 81 e 79 mila boe/giorno, rispettivamente, di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.
(d) Dal 2026 Eni ha cessato di fornire dati volumetrici di produzione/riserve per il Kazakhstan poiché il Paese ha rappresentato meno del 15% delle riserve certe totali del Gruppo per tre anni di fila, essendo il 15% il parametro della US SEC per le disclosure per singolo paese, a motivo della crescita in altre aree. I dati del Kazakhstan sono aggregati nell'area geografica "Asia".