



Eni: risultati del primo trimestre 2026

Eni affronta la volatilità del mercato con una solida esecuzione della propria strategia. Rivisto al rialzo il piano di riacquisto di azioni proprie

- In un contesto di incertezza nei mercati energetici e di volatilità dei prezzi, Eni prosegue il proprio percorso di crescita di valore. I risultati del primo trimestre 2026 e uno scenario più elevato determinano un miglioramento delle previsioni per l'esercizio in corso.
- La produzione E&P è cresciuta del 9% rispetto al 2025 a 1,8 mln boe/g. Le eccezionali scoperte esplorative effettuate da inizio anno con circa 1 mld boe di nuove risorse in Angola, Costa d'Avorio, Libia, Egitto e da ultimo lo straordinario ritrovamento di Geliga in Indonesia, insieme alle decisioni di investimento per due rilevanti progetti a gas nel bacino indonesiano di Kutei danno ulteriore visibilità alla nostra traiettoria di crescita.
- L'annunciato deconsolidamento di Plenitude consentirà di liberare valore per Eni e sosterrà la crescita efficiente di Plenitude.
- Entrambi i satelliti della Transizione avanzano nella realizzazione degli obiettivi di sviluppo:
 - Enilive, con l'approvazione di due importanti progetti di bioraffinazione presso gli hub di Sannazzaro e Priolo;
 - Plenitude, con il completamento dell'acquisizione di Acea Energia incrementa di 1,2 mln il portafoglio clienti.
- Per effetto delle solide performance e della revisione dello scenario esterno, il flusso di cassa operativo è atteso in crescita del 20% rispetto alla previsione iniziale a €13,8 mld su base annua.
- In coerenza con la politica di distribuzione, che prevede la condivisione dell'upside con i nostri azionisti, il piano di riacquisto delle azioni proprie è incrementato di circa 90% a €2,8 mld.

San Donato Milanese, 24 aprile 2026 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del primo trimestre 2026 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"In un contesto di mercato caratterizzato da estrema volatilità, Eni continua a eseguire in modo coerente e rigoroso la propria strategia, con l'obiettivo di garantire al mercato e ai propri clienti energia sicura, economicamente sostenibile e a basso impatto carbonico. I risultati di questo trimestre evidenziano una performance e una solidità finanziaria fondamentali nel supportare gli investimenti nel nostro portafoglio di progetti geograficamente diversificati. La crescita produttiva di E&P si conferma eccellente. Abbiamo continuato a incrementare il valore del portafoglio grazie agli eccezionali successi esplorativi e al rapido avanzamento dei nostri progetti di sviluppo. La JV con Petronas nel sud-est asiatico, ormai prossima a raggiungere la piena operatività, aprirà una nuova fase di crescita in un'area geografica di grande rilevanza. Le Società satellite legate alla transizione, grazie alla solidità dei propri modelli di business integrati, sono in grado di generare risultati solidi, autofinanziando la propria crescita. Enilive è impegnata nella realizzazione di 2 mln di tonnellate all'anno di nuova capacità di bioraffinazione, includendo i due recenti progetti approvati di Sannazzaro e Priolo. Plenitude prosegue nello sviluppo di capacità di generazione di energia rinnovabile, e con l'acquisizione di Acea Energia ha raggiunto 11 mln di clienti. Il nostro piano di deconsolidamento posiziona Plenitude al meglio per investire e crescere in modo autonomo ed efficiente. In prospettiva, il nostro portafoglio flessibile di attività diversificate e di alta qualità, il basso break-even dei progetti E&P, e la nostra robusta struttura finanziaria, con un rapporto di indebitamento ai minimi storici, ci collocano in una posizione eccellente per cogliere i miglioramenti dello scenario e condividere l'upside atteso con gli azionisti. La nostra nuova previsione di flusso di cassa di €13,8 mld, basata su una revisione del nostro scenario di riferimento per l'anno 2026, riflette questi fattori e si tradurrà in un rafforzamento del programma di riacquisto di azioni proprie a €2,8 mld, un incremento di circa 90% rispetto al piano iniziale."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

IV Trim. 2025		I Trim.			
		2026	2025	var %	
1.839	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.798	1.647	9
5,8	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	5,9	4,1	44
2.865	Utile operativo proforma adjusted	€ milioni	3.536	3.681	(4)
1.782	società consolidate		2.418	2.600	(7)
1.083	società partecipate rilevanti		1.118	1.081	3
	Utile operativo proforma adjusted (per settore)				
2.795	E&P		3.357	3.308	1
186	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		327	473	(31)
279	Transition Businesses		351	336	4
(109)	Refining, Chimica e Sites in transformation		(260)	(334)	22
(286)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(239)	(102)	
2.011	Utile netto ante imposte adjusted		2.378	2.749	(13)
1.196	Utile (perdita) netto adjusted		1.302	1.412	(8)
90	Utile (perdita) netto		1.071	1.172	(9)
3.010	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		2.878	3.414	(16)
4.350	Flusso di cassa netto da attività operativa		1.427	2.385	(40)
2.617	Investimenti organici		1.872	1.885	(1)
9.528	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.848	10.334	5
52.787	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		54.291	57.269	(5)
0,14	Gearing ante lease liability ex IFRS 16 proforma		0,15	0,11	

(a) Per la definizione delle Non-GAAP measure si rinvia alle pagine 18 e successive.

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 22.

(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

Crescita della produzione con barili a elevata redditività e continuità operativa alla base degli eccellenti risultati E&P del IQ

- La produzione di petrolio e gas ha registrato nel primo trimestre 2026 una robusta crescita del 9% trainata dall'entrata a regime di giacimenti in produzione in Africa occidentale e Norvegia, dagli avvisi produttivi in Angola e grazie all'andamento regolare della base produttiva, con trascurabili impatti dalle interruzioni in Medio Oriente.
- Eccellenti risultati per l'esplorazione con circa 1 mld di boe di nuove risorse, grazie alle scoperte in Angola, Costa d'Avorio, Libia e in aprile alla scoperta a gas nell'offshore dell'Egitto e a seguire alla rilevante scoperta a gas e condensati di Geliga nell'offshore dell'Indonesia.
- Previsto nel secondo trimestre l'avvio della JV con Petronas nel settore del GNL in Indonesia/Malesia, che valorizzerà l'enorme potenziale esplorativo Eni nel bacino del Kutei aprendo una nuova fase di crescita e di generazione di valore.
- Conseguita la decisione finale di investimento per due progetti a gas fondamentali – il South Hub e il North Hub – nell'offshore dell'East Kalimantan, appena diciotto mesi dopo l'approvazione del piano di sviluppo avvenuta nel 2024, confermando l'efficacia del modello di sviluppo accelerato di Eni.
- Ottenuti due importanti avvisi produttivi dal satellite Eni Azule Energy con la prima consegna di gas del campo Quiluma parte del "New Gas Consortium" e la piena produzione del campo Ndungu nell'ambito dell'Agogo Integrated West Hub Project, nell'area occidentale del blocco 15/06 nell'offshore angolano.
- Conseguito un primo obiettivo per lo sviluppo del giacimento a gas Coral Norte (Mozambico) con il varo dello scafo dell'unità di produzione galleggiante di GNL che opererà la produzione.
- Assegnata a Eni la licenza esplorativa O1 nell'offshore della Libia a seguito di una gara competitiva "2025 open licensing round" svolta dalla società di Stato NOC, dell'estensione di 29 mila km² nella prolifica Sirte Oil & Gas Province.

I satelliti della transizione garantiscono stabilità dei risultati e crescita

- I due satelliti della transizione hanno generato un EBITDA proforma adjusted di circa €0,5 mld nel primo trimestre 2026.
- Enilive è impegnata nella realizzazione di progetti di bioraffinazione per un incremento di capacità di circa 2 mln di tonnellate, con progetti in Italia e nel sud-est asiatico, che più che raddoppiano l'attuale capacità e rappresentano oltre il 50% del volume necessario per raggiungere l'obiettivo 2030 di 5 mln di tonnellate.
- Prese le decisioni finali di investimento per la conversione in bioraffineria di una parte dell'hub di Sannazzaro, operazione che si avvarrà di un finanziamento BEI da €500 mln, e per la costruzione di una nuova bioraffineria presso l'hub petrolchimico di Priolo in JV con Q8.
- Plenitude ha raggiunto circa 6 GW di capacità rinnovabile installata e grazie al perfezionamento dell'acquisizione di Acea Energia ha trapiantato 11 mln di clienti.

Ottimizzazione del profilo rischio-rendimento del portafoglio grazie ai satelliti e al modello dual exploration

- Annunciata la riorganizzazione della struttura azionaria di Plenitude come entità a controllo congiunto con Ares sulla base di un aumento di capitale non proporzionale di €1,5 mld e del mantenimento da parte di Eni di circa il 65% delle azioni. Il prospettato deconsolidamento incrementerà l'opzionalità di crescita della società.
- Il nuovo satellite upstream nel settore gas e GNL del sud-est asiatico realizzerà un piano di sviluppo di ampia portata, interamente autofinanziato, per raggiungere l'obiettivo di un plateau produttivo sostenibile di lungo termine di 500 mila boe/g.
- Cessione a Socar di un'ulteriore quota del 10% nel giacimento Baleine in linea con il nostro modello dual exploration.

Solidi risultati del IQ '26 trainati dalla crescita dei volumi, dalla disciplina nei costi e da migliori prezzi di realizzo. Struttura patrimoniale solida, con un gearing proforma al 15%; remunerazione degli azionisti pari a €1 mld.

- EBIT proforma adjusted del trimestre di €3,54 mld grazie alla solida performance della E&P e ai risultati stabili di GGP e dei satelliti della transizione. Utile netto adjusted di €1,3 mld con tax rate del 42,2% (47% nel trimestre 2025). Risultati in crescita del 23% a livello di utile operativo su base sequenziale, mentre il confronto rispetto all'anno precedente è stato influenzato da effetti cambio sfavorevoli (apprezzamento EUR/USD dell'11%) e da proventi one-off registrati nel 2025.
 - E&P: EBIT proforma adjusted di €3,36 mld (in aumento del 20% su base sequenziale, pressoché invariato rispetto al trimestre di confronto) sostenuto dall'impatto favorevole volume/mix, dalle iniziative di efficienza e dai maggiori prezzi di realizzo dell'olio, nonostante l'effetto cambio.
 - GGP e Power: EBIT proforma adjusted di €0,33 mld, con risultati GGP in linea rispetto all'anno precedente, grazie alla continua ottimizzazione del portafoglio di asset, mentre il Power risente di eventi non ricorrenti del IQ 2025.
 - Enilive: EBIT proforma adjusted di €0,14 mld, in crescita del 45% rispetto all'anno precedente grazie alla performance della bioraffinazione sostenuta dallo scenario favorevole. Plenitude: EBIT proforma adjusted di €0,21 mld impattato dallo scenario sfavorevole (in calo del 12% rispetto al trimestre di confronto).
 - Refining: perdita proforma adjusted di circa €0,05 mld in miglioramento rispetto al 2025 grazie alla ripresa dei margini dei prodotti, i cui effetti sono stati in parte compensati dalle minori lavorazioni. La Chimica evidenzia una ripresa grazie al processo di ristrutturazione in corso e alle chiusure di impianti dello scorso anno (perdita ridotta del 35% a circa €0,16 mld).
- Il flusso di cassa adjusted prima del capitale circolante è stato di €2,88 mld, finanziando investimenti organici di €1,9 mld. I ritorni di cassa agli azionisti pari a €1 mld, includono la terza tranche del dividendo 2025 (€0,77 mld) e il completamento del programma di riacquisto di azioni proprie (€0,3 mld). L'indebitamento finanziario netto si attesta a €10,8 mld, con un rapporto di gearing del 15% su base proforma in linea con il range obiettivo (10%-15%).

Outlook 2026

Eni conferma le prospettive di crescita operativa sostenuta e di generazione di flussi di cassa, con una partecipazione significativa all'upside da parte degli azionisti.

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

- crescita attesa della produzione oil&gas underlying tra il 3-4%;
- EBIT proforma adjusted di GGP pari a circa €1,3 mld, +30% rispetto alle previsioni iniziali;
- Enilive e Plenitude: EBITDA proforma adjusted intorno a €1,1 mld e a €1,3 mld, rispettivamente;
- capacità rinnovabile installata a fine esercizio pari a 6,5 GW (Plenitude al 100%); capacità di bioraffinazione pari a 2,1 MTPA, cui si aggiungono 2 MTPA in costruzione (quota Enilive).

Per i risultati consolidati, il Gruppo prevede:

- un CFFO adjusted pari a €13,8 mld, a fronte di uno scenario aggiornato Brent pari a 83 \$/barile, margine di raffinazione SERM pari a 8 \$/barile e prezzo del gas TTF pari a 50 €/MWh, al cambio EUR/USD di 1,15, evidenziando un miglioramento rispetto alle sensitivity del Gruppo (€0,11 mld e €0,09 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);
- capex lordi e netti confermati pari a €7 mld e €5 mld, rispettivamente;
- gearing atteso al limite inferiore del range previsto del 10-15%.

Remunerazione degli azionisti:

- confermata la previsione dividendo 2026 pari a €1,1 per azione (in aumento del 5% rispetto al 2025);
- sulla base della revisione dello scenario e dell'aggiornata previsione del CFFO, in linea con la politica di distribuzione, il 60% dell'upside rispetto al budget (che prevedeva un cash flow di €11,5 mld) sarà destinato alla remunerazione degli azionisti sotto forma di ulteriore buyback, fino a un prezzo del Brent pari a 90 \$/barile; ciò si traduce in un piano di riacquisto di azioni proprie incrementato di circa il 90% a €2,8 mld, rispetto a una previsione iniziale di €1,5 mld;
- in caso di scenario superiore a 90 \$/barile, o con un incremento superiore al 50% dei prezzi del gas o dei margini di raffinazione previsti, il 100% dell'upside del CFFO sarà distribuito come dividendo straordinario nell'ultimo trimestre.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim.			I Trim.		
2025			2026	2025	var %
63,69	Brent dated	\$/barile	80,61	75,66	7
1,163	Cambio medio EUR/USD		1,170	1,052	11
1.839	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.798	1.647	9
890	Petrolio	mgl di barili/g	862	786	10
141	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	139	128	9
47,84	Prezzi medi di realizzo	\$/boe	55,68	55,21	1
58,40	Petrolio	\$/barile	72,79	69,72	4
243	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	257	268	(4)

(a) Include nel primo trimestre 2026, circa 79 mila boe/giorno di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.

(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel primo trimestre 2026 la **produzione di idrocarburi** di 1,8 mln di boe/giorno ha registrato un aumento del 9% rispetto al primo trimestre 2025 a seguito dell'entrata a regime di giacimenti in Norvegia, Congo e Messico, di avvisi in Angola e di un maggiore contributo dell'Egitto. A questi incrementi si aggiunge la regolarità di marcia della base produttiva. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dal declino dei giacimenti maturi e dalle cessioni perfezionate nel 2025 in Congo e Costa d'Avorio, mentre le interruzioni di attività in Medio Oriente hanno avuto un effetto contenuto. Nel trimestre la crescita al netto delle dismissioni è stata dell'11,5% rispetto al trimestre dello scorso anno. Su base sequenziale, la produzione di idrocarburi è diminuita del 2% rispetto al quarto trimestre 2025 a seguito del declino dei giacimenti maturi e delle interruzioni in Medio Oriente, parzialmente compensati dalla crescita in Norvegia e Congo.
- La **produzione di petrolio** è stata di 862 mila barili/giorno, in aumento del 10% rispetto al primo trimestre 2025. La crescita organica in Norvegia, Congo, Angola, Messico ed Egitto è stata parzialmente compensata dai disinvestimenti, dal declino di giacimenti maturi e dalle interruzioni in Medio Oriente.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 139 mln di metri cubi/giorno, in aumento del 9% rispetto al primo trimestre 2025. La crescita organica in Norvegia e Congo è stata in parte compensata dal declino dei giacimenti maturi.

Risultati

IV Trim.			I Trim.		
2025		(€ milioni)	2026	2025	var %
4.713	Ricavi Upstream		4.950	5.406	(8)
2.795	Utile operativo proforma adjusted		3.357	3.308	1
991	di cui: società partecipate rilevanti		1.074	1.078	-
1.186	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.851	1.951	(5)
618	Esclusione special items		432	279	
1.804	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		2.283	2.230	
2.036	Utile (perdita) ante imposte adjusted		2.398	2.456	(2)
34,8	tax rate (%)		38,3	46,5	
1.328	Utile (perdita) netto adjusted		1.480	1.313	13
80	Costi di ricerca esplorativa:		53	44	20
52	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		53	44	20
28	radiazione di pozzi di insuccesso				
1.943	Investimenti tecnici		1.615	1.439	12

IV Trim.		I Trim.			
2025	Società partecipate rilevanti	2026	2025	var %	
991	Utile operativo adjusted (quota Eni)	(€ milioni)	1.074	1.078	
681	di cui: Vår Energi		703	597	18
163	Azule Energy		177	232	(24)
256	Utile netto adjusted		199	328	(39)
303	Dividendi		308	266	16
523	Produzione di idrocarburi	(mgl di boe/g)	525	431	22

- Nel primo trimestre 2026 Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €3.357 mln, quasi invariato rispetto al primo trimestre 2025 grazie ai favorevoli effetti volume/mix, alla disciplina nei costi e ai maggiori prezzi di realizzo del greggio in USD (prezzo del marker Brent +7%) compensati dall'effetto della conversione in euro dei risultati delle controllate estere che hanno il dollaro USA come moneta funzionale a seguito dell'andamento dei tassi di cambio (EUR/USD +11%), nonché dai minori prezzi di realizzo del gas (in riduzione del 4%).
- Nel primo trimestre 2026 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €1.480 mln (+13% rispetto al primo trimestre 2025) che include un minore contributo delle JV e collegate, più che compensato dalla riduzione del tax rate.
- Nel primo trimestre 2026 il tax rate si attesta a circa il 38% in riduzione rispetto al primo trimestre 2025 per effetto principalmente di un più favorevole mix geografico dei profitti, con la maggiore incidenza di giurisdizioni aventi un'aliquota di imposta inferiore alla media del settore.

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

Sviluppi strategici

- A febbraio, Eni ha effettuato una scoperta a gas e condensati nell'offshore della Costa d'Avorio con il pozzo Murene South-1X (Eni 90%), confermando un potenziale complessivo di 140 mld di metri cubi di gas e 450 mln di barili di condensato del complesso a gas di Calao.
- A febbraio è stata avviata la produzione della fase full-field del giacimento Ndungu, parte del progetto Agogo Integrated West Hub (IWH) operato da Azule Energy, nel settore occidentale del Blocco 15/06, al largo delle coste dell'Angola. Il progetto comprende sette pozzi di produzione e quattro pozzi di iniezione, con un picco di produzione previsto di 60 mila barili di olio al giorno.
- A febbraio, la JV Azule Energy (Eni 50%) ha effettuato un'importante scoperta ad olio con il pozzo esplorativo Algaita-01 nel Blocco 15/06, nell'offshore dell'Angola. Le stime preliminari indicano un volume di olio in posto pari a circa 500 mln di barili. Il valore della scoperta è ulteriormente incrementato dalle sinergie con le infrastrutture di produzione esistenti.
- A marzo, Eni ha effettuato le due scoperte a gas di Bahr Essalam South 2 (BESS 2) e Bahr Essalam South 3 (BESS 3) nell'offshore della Libia a seguito di una campagna esplorativa condotta negli ultimi mesi. Le prime stime indicano che le due scoperte contengono complessivamente oltre 28 mld di metri cubi di gas in posto.
- A marzo sono state avviate le prime forniture di gas dal giacimento Quiluma, operato da Azule Energy, tramite il New Gas Consortium (NGC), un traguardo significativo per il settore energetico dell'Angola. L'export iniziale di gas da Quiluma è pari a 150 mmscf/g, con una produzione destinata a salire fino a 330 mmscf/g entro il 2026. Il gas sarà processato nell'impianto di trattamento di NGC a Soyo, inaugurato nel novembre 2025, e successivamente fornito all'impianto Angola LNG per l'esportazione e il consumo domestico.
- A marzo è stata ottenuta la Decisione Finale d'Investimento per i progetti a gas Gendalo e Gandang (South Hub) e per i giacimenti Geng North e Gehem (North Hub) in Indonesia, a soli diciotto mesi dall'approvazione dei Piani di Sviluppo avvenuta nel 2024. I progetti faranno leva sulle infrastrutture esistenti, tra cui l'impianto flottante di produzione (FPU) Jangkrik e l'impianto di liquefazione di Bontang.
- Ad aprile Eni ha annunciato una significativa scoperta di gas e condensati in Egitto, a seguito della perforazione del pozzo esplorativo Denise W 1, nella concessione Temsah, situata offshore nel Mediterraneo orientale. Le stime preliminari indicano circa 56 mld di metri cubi di gas in posto e 130 mln di barili di condensati associati. La vicinanza a infrastrutture esistenti consente significative sinergie per uno sviluppo accelerato.
- Ad aprile, Eni ha annunciato una nuova importante scoperta a gas e condensati con il pozzo esplorativo Geliga-1 (Eni 82%), nel blocco Ganal, nel bacino del Kutei, nell'offshore indonesiano. Le stime preliminari indicano volumi in posto pari a circa 140 mld di metri cubi di gas e 300 mln di barili di condensati, aprendo la possibilità di realizzare un terzo hub produttivo nel prolifico Bacino del Kutei. Geliga è situato a soli 20 km da Geng North, confermando il significativo potenziale del bacino. Inoltre, la vicinanza alle infrastrutture esistenti e da realizzare offre potenziali sinergie in termini di ottimizzazione dei costi di sviluppo e di time-to-market.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

IV Trim. 2025			I Trim.		
			2026	2025	var %
Global Gas & LNG Portfolio					
32	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	42	48	(13)
30	TTF		40	47	(15)
2	Spread PSV vs. TTF		2	1	56
Vendite di gas naturale		mld di metri cubi			
6,30	Italia		7,67	5,95	29
5,94	Resto d'Europa		5,32	5,21	2
0,32	Importatori in Italia		0,09	0,22	(59)
5,62	Mercati europei		5,23	4,99	5
1,17	Resto del Mondo		0,91	0,96	(5)
13,41	Totale vendite gas		13,90	12,12	15
3,2	Vendite di GNL		3,4	2,8	21
Power					
5,76	Produzione termoelettrica	TWh	5,32	5,41	(2)

(a) Include vendite intercompany.

- Nel primo trimestre 2026 le **vendite di gas naturale** di 13,90 mld di metri cubi sono in aumento del 15% rispetto al periodo di confronto. Le vendite in Italia sono aumentate del 29% rispetto al primo trimestre 2025 a seguito dei maggiori volumi venduti ai grossisti. Le vendite nel mercato europeo pari a 5,23 mld di metri cubi sono in aumento del 5% rispetto al periodo di confronto, a seguito delle maggiori vendite in Germania, Austria e Benelux. Nel primo trimestre 2026, le vendite di GNL aumentano del 21% rispetto al periodo di confronto, sostanzialmente grazie alle maggiori forniture dal Congo, Nigeria e Stati Uniti.
- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 5,32 TWh nel primo trimestre 2026, in riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto per effetto del minor tasso di utilizzo degli impianti.

Risultati

IV Trim. 2025		(€ milioni)	I Trim.		
			2026	2025	var %
4.583	Ricavi della gestione caratteristica		5.375	5.590	(4)
186	Utile operativo proforma adjusted		327	473	(31)
135	GGP		315	310	2
7	di cui: società partecipate rilevanti		9	10	(10)
51	Power		12	163	(93)
185	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(142)	773	..
(6)	Esclusione special item		460	(310)	
179	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		318	463	(31)
178	Utile (perdita) ante imposte adjusted		324	470	(31)
93	Utile (perdita) netto adjusted		204	307	(34)
58	Investimenti tecnici		8	12	(33)

- Nel primo trimestre 2026 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €315 mln in linea rispetto al periodo di confronto beneficiando delle continue ottimizzazioni del portafoglio di asset.
- Nel primo trimestre 2026, il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €12 mln, in linea con le aspettative del management. Il confronto con lo stesso periodo '25 è influenzato dalla circostanza che la performance del IQ '25 rifletteva gli effetti di un evento one-off.

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

Transition Businesses

Enilive

IV Trim. 2025			I Trim.		
			2026	2025	var %
Enilive					
1.439	Spread EU HVO UCO-based vs UCO (CIF)	\$/ton	1.515	702	116
446	Spread US RD UCO-based vs UCO		750	482	56
276	Lavorazioni bio	mgl ton	252	292	(14)
75	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	64	79	
5,12	Totale vendite Enilive	mln ton	4,69	5,28	(11)
1,95	Vendite rete		1,89	1,78	6
1,40	di cui: Italia		1,39	1,25	11
2,21	Vendite extrarete		2,39	2,88	(17)
1,45	di cui: Italia		1,65	2,27	(27)
0,96	Altre vendite		0,41	0,62	(34)

(a) Renewable Diesel.

- Nel primo trimestre 2026 le **lavorazioni bio** di 0,25 mln di tonnellate (-14% rispetto al primo trimestre 2025) riflettono i minor volumi lavorati presso la bioraffineria di Venezia a seguito della fermata programmata per potenziarne la configurazione.
- Nel primo trimestre 2026 le **vendite rete** ammontano a 1,89 mln di tonnellate, in aumento del 6% rispetto al periodo di confronto, supportate dalla performance positiva registrata in Italia.
- Nel primo trimestre 2026 le **vendite extrarete** sono pari a 2,39 mln di tonnellate, in riduzione del 17% rispetto al 2025 a seguito principalmente dell'incremento della pressione competitiva e dei minori volumi venduti alla petrolchimica.

IV Trim. 2025		(€ milioni)	I Trim.		
			2026	2025	var %
4.378	Ricavi della gestione caratteristica		4.757	4.757	
255	EBITDA proforma adjusted		217	172	26
180	Utile operativo proforma adjusted		138	95	45
(13)	di cui: società partecipate rilevanti		2	(15)	..
106	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		183	121	51
81	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(105)	(19)	
6	Esclusione special item		58	8	
193	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		136	110	24
173	Utile (perdita) ante imposte adjusted		127	87	46
152	Utile (perdita) netto adjusted		93	65	43
229	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		165	149	11
(545)	Indebitamento netto		(1.004)	(1.038)	3
269	Investimenti tecnici		63	33	91

- Nel primo trimestre 2026, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €138 mln, in aumento del 45% rispetto allo stesso periodo del 2025 grazie al business della bioraffinazione sostenuto dal miglioramento dello scenario nonostante la fermata della bioraffineria di Venezia, finalizzata al miglioramento della configurazione della bioraffineria, che si concluderà entro la prima metà del 2026. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla pressione sui prezzi nell'attività di commercializzazione.
- L'EBITDA proforma adjusted di €217 mln è in aumento del 26% rispetto al primo trimestre 2025 (€172 mln).

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

Sviluppi strategici

- A gennaio, Eni ha raggiunto la Decisione Finale di Investimento relativa al piano di conversione di alcune unità della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (Pavia) in bioraffineria. Il progetto sarà finalizzato entro il 2028 e consentirà di raggiungere un'ampia flessibilità operativa per la produzione HVO-diesel o di SAF-biojet. Nel mese di aprile, Eni ha sottoscritto con la Banca europea per gli investimenti (BEI) un finanziamento relativo al progetto da €500 mln a 15 anni.

- Inoltre, a gennaio, è stata raggiunta la decisione finale di investimento per la costruzione di una bioraffineria come parte del piano di conversione dell'hub di Priolo, in joint venture con Q8.
- A marzo, Enilive ha esteso la sua collaborazione con Itabus, la cui intera flotta dei veicoli viaggia con il diesel HVOlution. La collaborazione tra Enilive ed Itabus è iniziata nel 2021 con la sperimentazione e introduzione sui primi mezzi del diesel HVOlution.

Plenitude

IV Trim. 2025			I Trim.		
			2026	2025	var %
Plenitude					
115	PUN Index GME	€/MWh	130	138	(6)
10,0	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	9,8	10,0	(2)
1,75	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	2,27	2,39	(5)
4,80	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	5,19	4,90	6
5,8	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	5,9	4,1	44
1,3	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,8	1,2	50
22,8	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	22,9	21,5	7

- Al 31 marzo 2026, i **clienti retail/business** sono pari a circa 9,8 mln di unità (gas ed energia elettrica), in lieve diminuzione rispetto al 31 dicembre 2025, a causa della crescente pressione competitiva.
- Le **vendite retail e business gas a clienti finali** sono pari a 2,27 mld di metri cubi nel primo trimestre 2026, in diminuzione del 5% rispetto al periodo di confronto a seguito di minori vendite nel segmento residenziale.
- Le **vendite retail e business energia elettrica a clienti finali** sono pari a 5,19 TWh nel primo trimestre 2026, in aumento del 6% rispetto al primo trimestre 2025 a seguito delle maggiori vendite in Italia.
- Al 31 marzo 2026, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 5,9 GW, in aumento di 1,8 GW rispetto al 31 marzo 2025 e riflette lo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Regno Unito, Italia, Grecia e Kazakhstan, nonché le acquisizioni in Francia e negli Stati Uniti.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,8 TWh nel primo trimestre 2026, in aumento del 50% rispetto al primo trimestre 2025, principalmente grazie allo start-up dei progetti organici e al contributo degli asset acquisiti.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 marzo 2026 sono pari a 22,9 mila unità, in aumento del 7% rispetto alle 21,5 mila unità al 31 marzo 2025, grazie allo sviluppo della rete, principalmente in Italia, Francia e Germania.

IV Trim. 2025		(€ milioni)	I Trim.		
			2026	2025	var %
2.747	Ricavi della gestione caratteristica		3.230	3.718	(13)
230	EBITDA proforma adjusted		308	358	(14)
99	Utile operativo proforma adjusted		213	241	(12)
66	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		774	34	..
30	Esclusione special item		(574)	208	
96	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		200	242	(17)
90	Utile (perdita) ante imposte adjusted		204	229	(11)
70	Utile (perdita) netto adjusted		134	155	(14)
(27)	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		248	363	(32)
2.123	Indebitamento netto		2.810	2.792	1
234	Investimenti tecnici		101	144	(30)

(a) di cui €2,5 mld verso il Gruppo Eni al 31 marzo 2026.

- Nel primo trimestre 2026, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €213 mln, in riduzione del 12% rispetto allo stesso periodo di confronto. In un contesto di mercato volatile, l'EBIT è stato influenzato da una limitata contrazione del portafoglio clienti retail, per effetto dell'accresciuta pressione competitiva, sebbene siano state avviate

iniziative commerciali per le nuove campagne al fine di monitorare il tasso di rotazione. Inoltre, il business retail ha registrato un minore contributo dei servizi energetici (per il venir meno degli incentivi). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei risultati delle Rinnovabili, grazie alla maggiore capacità operativa e al positivo rendimento degli impianti (incrementi vs. anno precedente della generazione solare/eolica in Italia e Spagna).

- Nel primo trimestre '26, il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €308 mln, in riduzione del 14% rispetto al primo trimestre 2025.

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

Sviluppi strategici

- A marzo, Plenitude ha siglato con Pininfarina una partnership strategica finalizzata a migliorare il design delle aree nelle quali sono presenti le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.
- A marzo, Plenitude ha sottoscritto con Methagora, sviluppatore di soluzioni per il biometano e fornitore di gas, un accordo che le consentirà di approvvigionarsi in Francia di 50 GWh/a di biometano per un periodo di 15 anni. Nell'ambito della partnership, Methagora venderà a Plenitude biometano proveniente da diverse aree agricole in Francia.
- A marzo Plenitude ha firmato un accordo con Autopistas del Atlántico per l'installazione e la gestione di 42 punti di ricarica ultrarapidi, con potenza fino a 300 kW, situati nelle aree di servizio lungo l'autostrada AP-9 nella regione della Galizia, con completamento previsto entro la fine del 2026.
- A marzo, Eni ha avviato una riorganizzazione dell'assetto azionario della società controllata Plenitude, che coinvolge gli azionisti di minoranza Ares Alternative Credit (società affiliata di Ares Management Corporation) ed Energy Infrastructure Partners, con l'obiettivo di istituire un nuovo quadro di governance basato sul controllo congiunto tra Eni e Ares, che, una volta completato, comporterà il deconsolidamento di Plenitude dal bilancio consolidato di Eni. L'operazione prevede un aumento di capitale non proporzionale da sottoscrivere da parte degli azionisti per un importo di circa €1,5 mld, di cui almeno €1 mld da Ares, sulla base di una valutazione del 100% dell'equity Plenitude pari a €10,75 mld (e di un valore d'impresa implicito di €13,1 mld). L'operazione è soggetta all'approvazione delle autorità competenti. A partire dal primo trimestre 2026, Plenitude è contabilizzata come discontinued operation ai sensi dell'IFRS 5 nel bilancio consolidato del Gruppo (ulteriori informazioni sono fornite nel paragrafo "Criteri di presentazione" di seguito).
- Ad aprile Plenitude ha annunciato il completamento dell'acquisizione del 100% del capitale sociale di Acea Energia S.p.A. e del 50% del capitale sociale di Umbria Energy S.p.A. Tramite questa operazione Plenitude ha acquisito circa 1,2 mln di clienti, in linea con l'obiettivo di 11,5 milioni di clienti da conseguire entro la fine del 2026.

Refining, Chimica e Sites in transformation

Produzioni e vendite

IV Trim. 2025			I Trim.		
			2026	2025	var %
Refining					
11,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	10,9	3,8	..
3,35	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	2,78	3,34	(17)
2,77	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,23	2,50	(11)
6,12	Totale lavorazioni in conto proprio		5,01	5,84	(14)
77	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	66	74	
Chimica					
0,62	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,65	0,80	(19)
48	Tasso utilizzo impianti	%	58	54	7

Refining

- Nel primo trimestre 2026 il **margin di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 10,9 \$/barile, rispetto a 3,8 \$/barile nel primo trimestre 2025. Tale incremento è dovuto ai più favorevoli crack spread sui distillati medi, dovuti alla 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.

- Nel primo trimestre 2026 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 2,78 mln di tonnellate, sono in riduzione del 17% rispetto al primo trimestre 2025, per effetto principalmente dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Milazzo e Sannazzaro, a seguito delle fermate per manutenzioni programmate. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono diminuite dell'11% rispetto al primo trimestre 2025 per effetto di minori volumi processati in risposta alla situazione mediorientale.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel primo trimestre 2026 sono pari a 0,65 mln di tonnellate, in riduzione del 19% rispetto al periodo di confronto a seguito della minore produzione a causa della chiusura dei siti di Brindisi e Porto Torres in fase di ristrutturazione, e della debole domanda.
- 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. L'unica eccezione è rappresentata dal miglioramento dello spread del polietilene a seguito della scarsità di prodotto a causa delle interruzioni delle forniture provenienti dall'area mediorientale.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var %
4.169	Ricavi della gestione caratteristica	4.112	4.932	(17)
(109)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted	(260)	(334)	22
95	Refining	(47)	(91)	48
95	di cui: società partecipate rilevanti	20	9	..
(204)	Chimica	(158)	(243)	35
	Sites in transformation	(55)	0	..
(892)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(173)	(459)	62
188	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(404)	31	
500	Esclusione special item	297	85	
(204)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(280)	(343)	18
(106)	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(259)	(343)	24
(100)	Utile (perdita) netto adjusted	(229)	(310)	26
233	Investimenti tecnici	158	113	40

- Nel primo trimestre 2026, il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R>, ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted pari a €47 mln, in riduzione rispetto alla perdita di €91 mln del primo trimestre 2025, grazie ai più elevati crack spread dei prodotti, in parte compensati dalla minore disponibilità degli impianti.
- Nel primo trimestre 2026, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €158 mln, in miglioramento rispetto alla perdita del primo trimestre 2025 (€243 mln) a seguito dei benefici del piano di ristrutturazione e delle chiusure dell'esercizio precedente, compensati dalle avverse condizioni di mercato. Il quadro generale del settore della chimica rimane depresso, a seguito del rapido aumento dei costi delle materie prime petrolifere e di gestione degli impianti che non si sono riflessi nei prezzi finali delle materie plastiche di base a causa del quadro macroeconomico sfavorevole, che ha influenzato la domanda, e della pressione competitiva esercitata da operatori con strutture di costo più vantaggiose, in parte compensate dalla scarsità di offerta in alcuni segmenti dovuta alle interruzioni nell'area del Medio Oriente.
- Nel primo trimestre 2026, il business **Sites in transformation**, che gestisce le attività di ristrutturazione, bonifiche/smantellamenti e di preparazione dei siti in vista della successiva fase di investimenti per la riconversione/trasformazione di siti petrolchimici dismessi, tra cui Brindisi e Priolo, ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €55 mln, a causa dei costi sostenuti per la ristrutturazione degli impianti.

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

Sviluppi strategici

- Dal 1° gennaio 2026, il ramo di azienda dell'unità di business di Eni SpA Refining Evolution & Transformation è stato conferito alla nuova società Eni Industrial Evolution (EIE) SpA, impegnata nella gestione efficiente degli asset tradizionali e nella trasformazione industriale anche in un'ottica di economia circolare.
- A marzo, Eni ha ottenuto la Decisione Finale di Investimento per la realizzazione di una gigafactory per l'accumulo statico di energia presso il polo Versalis di Brindisi, in joint venture con un operatore specializzato. L'impianto avrà una capacità di 8 GW e sarà completato entro la fine del 2028.
- Avanzamenti nel piano di ristrutturazione del polo Versalis di Priolo: assunta la decisione finale di investimento (FID) per la realizzazione di una bioraffineria. Inoltre, sono in corso le attività di valutazione e autorizzazione per la costruzione di un impianto di riciclo chimico delle plastiche post-consumo.

Risultati di sostenibilità e altri sviluppi

Tra i principali sviluppi della strategia di Gruppo finalizzata a rendere sempre più sostenibile la performance ESG si evidenzia:

- Nel mese di gennaio, Eni si è classificata al primo posto nel Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), pubblicato dalla World Benchmarking Alliance (WBA), che valuta circa 100 aziende che operano in cinque settori ad alto rischio e ne esamina le prestazioni in cinque aree di misurazione.
- Nel mese di marzo, in Egitto, Eni, attraverso la controllata IEOC, ed Eni Foundation hanno sottoscritto un Memorandum of Intent (MoI) con il Ministero della Salute e della Popolazione, la Health Insurance Organization e il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie, finalizzato all'avvio di una cooperazione congiunta per lo sviluppo e l'implementazione di un progetto di salute comunitaria volto a rafforzare i servizi sanitari e migliorare il benessere della popolazione del Governatorato del Cairo, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili.
- Ad aprile Eni ha annunciato un investimento in equity in Nouveau Monde Graphite ("NMG"), società canadese attiva nel settore della grafite naturale e dei materiali avanzati per batterie. L'operazione prevede un investimento da parte di Eni pari a \$70 mln, nell'ambito di un aumento di capitale complessivo di \$297 mln. L'aumento di capitale è stato sottoscritto, oltre che da Eni, da due importanti investitori istituzionali canadesi, Canada Growth Fund e Investissement Québec e attraverso un'offerta al pubblico. L'aumento di capitale è finalizzato a sostenere lo sviluppo del progetto minerario di Matawinie Mine relativo alla grafite naturale di alta qualità, una materia prima fondamentale per il settore delle batterie, e per altri segmenti industriali ad elevato margine.

Risultati di Gruppo

IV Trim. 2025		(€ milioni)	I Trim.		
			2026	2025	var %
20.615	Ricavi della gestione caratteristica		22.962	22.565	2
176	Utile (perdita) operativo		2.173	2.328	(7)
270	Eliminazione (utile) perdita ^(a) di magazzino		(434)	(14)	..
1.336	Esclusione special item		679	286	..
1.782	Utile (perdita) operativo adjusted		2.418	2.600	(7)
1.083	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti		1.118	1.081	3
2.865	Utile operativo proforma adjusted		3.536	3.681	(4)
2.795	E&P		3.357	3.308	1
186	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		327	473	(31)
279	Transition Businesses		351	336	4
(109)	Refining, Chimica e Sites in transformation		(260)	(334)	22
(286)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(239)	(102)	
2.011	Utile (perdita) ante imposte adjusted		2.378	2.749	(13)
1.267	Utile (perdita) netto adjusted		1.375	1.453	(5)
137	Utile (perdita) netto		1.279	1.195	7
90	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		1.071	1.172	(9)
175	Eliminazione (utile) perdita ^(a) di magazzino		(278)	(10)	..
931	Esclusione special item		509	250	..
1.196	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		1.302	1.412	(8)

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

- Nel primo trimestre 2026 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €3,54 mld, in riduzione del 4% rispetto al trimestre di confronto per effetto dell'apprezzamento dell'11,2% del tasso di cambio EUR/USD e della circostanza che il periodo comparativo include un significativo provento one-off nel business Power dovuto a una rinegoziazione contrattuale. In un contesto di miglioramento dei prezzi delle commodity, i risultati di Gruppo sono stati sostenuti dalla crescita dei volumi, dall'effetto mix favorevole e dalla riduzione dei costi. La performance del business E&P di €3,36 mld (in linea rispetto al trimestre 2025) è dovuta allo sfavorevole andamento dei tassi di cambio, compensato dalla crescita della produzione, dal positivo effetto mix dovuto al crescente contributo di barili a maggiore redditività, dall'efficienza nei costi e dai più elevati prezzi di realizzo in dollari del petrolio. Il settore GGP e Power ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €0,33 mld grazie alla continua valorizzazione del portafoglio gas. Il contributo da parte dei business della transizione è stato solido, pari a €0,35 mld con Enilive che ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €0,14 mld, in aumento del 45% grazie alla performance della bioraffinazione sostenuta dal miglioramento dello scenario, mentre Plenitude è in flessione del 12% a €0,21 mld a causa dello scenario sfavorevole. Il business della raffinazione ha riportato un miglioramento della performance, nonostante la perdita operativa proforma adjusted di €0,05 mld (perdita di €0,09 mld nel 1Q '25) che riflette il maggiore crack spread dei prodotti, in parte compensato dalla minore disponibilità degli impianti. Il business della Chimica evidenzia i primi miglioramenti del piano di ristrutturazione in corso e delle chiusure di impianti avvenute lo scorso anno, riducendo la perdita del 35% rispetto al periodo di confronto.
- Nel primo trimestre 2026 l'**utile ante imposte adjusted** di €2,38 mld è diminuito del 13% rispetto al trimestre di confronto in linea con il trend dell'utile operativo adjusted di Gruppo e dell'aumento degli oneri finanziari dovuto ai minori proventi derivanti dalla valutazione ai prezzi di mercato dei titoli posseduti per la negoziazione. L'utile netto delle società valutate all'equity, è sostanzialmente in linea, riflettendo il miglioramento dello scenario delle commodity, nonché la performance operativa e i volumi.
- Nel primo trimestre 2026 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1,30 mld ha registrato un calo dell'8% rispetto al trimestre 2025, tenendo conto della riduzione del tax rate adjusted di Gruppo al 42% rispetto al 47%. La riduzione 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.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var. ass.
137	Utile (perdita) netto	1.279	1.195	84
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.146	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.636	1.842	(206)
(61)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)		(5)
315	- dividendi, interessi e imposte	1.161	1.434	(273)
2.108	Variazione del capitale di esercizio	(1.785)	(984)	(801)
489	Dividendi incassati da partecipate	290	367	(77)
(695)	Imposte pagate	(855)	(1.172)	317
(89)	Interessi (pagati) incassati	(294)	(297)	3
4.350	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.427	2.385	(958)
(2.857)	Investimenti tecnici	(1.967)	(1.819)	(148)
(298)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(65)	(251)	186
24	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	10	1	9
451	Altre variazioni relative all'attività di investimento	15	100	(85)
1.670	Free cash flow	(580)	416	(996)
(690)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(839)	(200)	(639)
(1.134)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.356	(1.007)	3.363
(272)	Rimborso di passività per beni in leasing	(342)	(375)	33
344	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.075)	2.022	(3.097)
(453)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	960	191	769
4	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	15	(83)	98
(531)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	495	964	(469)
3.010	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.878	3.414	(536)
IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var. ass.
1.670	Free cash flow	(580)	416	(996)
(272)	Rimborso di passività per beni in leasing	(342)	(375)	33
(762)	Debiti e crediti finanziari società acquisite			
362	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
(486)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(284)	(413)	129
344	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.075)	2.022	(3.097)
(453)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	960	191	769
403	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(1.321)	1.841	(3.162)
272	Rimborsi lease liability	342	375	(33)
(454)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(269)	(123)	(146)
221	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(1.248)	2.093	(3.341)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2026 pari a €1.427 mln, include €290 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi. L'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €1,1 mld rispetto alla manovra del quarto trimestre 2025, nell'ambito delle iniziative del Gruppo per l'ottimizzazione del fabbisogno di capitale circolante.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €2.878 mln nel primo 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 e il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza.

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.

IV Trim. 2025	(€ milioni)	I Trim. 2026	2025	var. ass.
4.350	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.427	2.385	(958)
(2.108)	Variazione del capitale di esercizio	1.785	984	801
(23)	Esclusione derivati su commodity	195	(25)	220
270	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(434)	(14)	(420)
2.489	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	2.973	3.330	(357)
521	(Proventi) oneri straordinari e altre variazioni	(95)	84	(179)
3.010	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.878	3.414	(536)

I **capex organici** di €1,9 mld nel primo trimestre 2026 registrano una riduzione dell'1% rispetto al primo trimestre 2025 ed escludono la quota di capex già 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.

Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante ammonta a circa €1 mld.

L'incremento nel primo trimestre 2026 dell'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** è pari a circa €1,32 mld. In entrata ci sono il flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €2,88 mld e l'emissione di un bond ibrido pari a €0,99 mld. Tali flussi hanno finanziato i fabbisogni del circolante adjusted (€1,45 mld), i capex organici di €1,87 mld, il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e l'acquisto di azioni proprie di €1,08 mld (€0,79 mld di pagamento terza tranche dividendo 2025 e €0,29 mld relativi al riacquisto di azioni), il pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,4 mld), nonché altre variazioni per €0,39 mld.

Il 18 febbraio 2026 si è concluso il programma di buyback di €1,8 mld con l'acquisto di 119 mln di azioni.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2025	31 Mar. 2026	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	50.536	48.820	(1.716)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.184	5.128	(56)
Attività immateriali	6.022	1.538	(4.484)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.187	1.427	240
Partecipazioni	14.484	13.582	(902)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	974	1.017	43
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.337)	(1.472)	(135)
	77.050	70.040	(7.010)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.143	5.400	257
Crediti commerciali	8.986	10.972	1.986
Debiti commerciali	(13.901)	(16.118)	(2.217)
Attività (passività) tributarie nette	1.506	799	(707)
Fondi per rischi e oneri	(14.580)	(14.095)	485
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.572)	(1.270)	302
	(14.418)	(14.312)	106
Fondi per benefici ai dipendenti	(596)	(573)	23
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	5.979	15.612	9.633
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.015	70.767	2.752
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.940	49.194	1.254
Interessenze di terzi	4.847	5.097	250
Patrimonio netto	52.787	54.291	1.504
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.528	10.848	1.320
Passività per beni leasing	5.700	5.628	(72)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.228	16.476	1.248
COPERTURE	68.015	70.767	2.752
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,17	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,23	

Al 31 marzo 2026 il **capitale immobilizzato** (€70 mld) è diminuito di circa €7 mld rispetto al 31 dicembre 2025 principalmente per effetto della riclassifica a discontinued operations del gruppo Plenitude a seguito dell'annunciato deconsolidamento. Gli investimenti del periodo sono stati compensati dagli ammortamenti/svalutazioni. Le differenze cambio hanno segno positivo di ca. €1 mld (al 31 marzo 2026, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,150 rispetto al cambio di 1,176 al 31 dicembre 2025, -2,2%), comportando un aumento del valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari.

Il **capitale di esercizio netto** è invariato attestandosi a circa €14,3 mld. L'incremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (€0,2 mld) è stato compensato dalla variazione del fair value degli strumenti derivati.

Le **discontinued operations e attività destinate alla vendita** includono oltre a Plenitude (€9,3 mld), le proprietà a gas in Indonesia (€2,9 mld) per la prospettata combinazione di business con Petronas e altri asset del settore upstream (€3,4 mld).

Il **patrimonio netto degli azionisti Eni** (€49,2 mld) è aumentato di €1,3 mld rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto dell'utile netto del periodo (€1,1 mld), differenze cambio positive (€1,1 mld), parzialmente compensate dalla remunerazione degli azionisti di circa €1,1 mld (distribuzione terza tranche dividendo 2025 e riacquisto di azioni proprie).

Le **interessenze di terzi** di €5,1 mld al 31 marzo 2026 includono: i) la partecipazione di minoranza del socio KKR nel capitale sociale di Enilive (€0,9 mld) e la partecipazione di minoranza del fondo EIP e Ares in Plenitude (€2 mld); ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata nel 2024 (€1,7 mld) classificato a patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di attività finanziarie agli obbligazionisti.

L'**indebitamento finanziario netto**¹ ante lease liability al 31 marzo 2026 è pari a €10,8 mld, in aumento di circa €1,3 mld rispetto al 31 dicembre 2025. Il **gearing**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto, entrambi ante lease liabilities – si attesta al 17% al 31 marzo 2026; ovvero 15% su base proforma considerando le operazioni di cessione in corso.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €679 mln nel primo trimestre 2026 con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €432 mln nel primo trimestre 2026 relativi principalmente al write-down di proprietà in fase di dismissione il cui valore è stato allineato al fair value (€99 mln), nonché alla componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti formali per l'hedge accounting (€168 mln);
- **G&P e Power:** oneri netti di €460 mln nel primo 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 (proventi netti di €409 mln), nonché dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (proventi netti di €98 mln). La riclassificazione del saldo positivo di €87 mln nel primo 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 €516 mln nel primo trimestre 2026 relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€545 mln), nonché a oneri ambientali (€17 mln);
- **Refining, Chimica e Sites in transformation:** oneri netti di €297 mln nel primo trimestre 2026 relativi principalmente al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi nel business Refining (€68 mln) e alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€163 mln).

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 25.

² 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. 18 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, criteri di presentazione e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 2026 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 primo trimestre 2026 e ai relativi comparative period (primo trimestre e quarto trimestre 2025). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 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 del primo trimestre 2026 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2025 alla quale si rinvia.

A seguito della decisione del Consiglio di Amministrazione di Eni di riorganizzare la struttura azionaria della controllata Plenitude, ai fini del deconsolidamento della società e delle sue controllate, a partire dal primo trimestre 2026, Plenitude è stata contabilizzata come discontinued operation ai sensi dell'IFRS 5 nel bilancio consolidato di Gruppo, in quanto rappresenta una linea di business rilevante. Ciò comporta che i risultati di Plenitude, al netto delle elisioni delle operazioni infragruppo, siano rappresentati in un'unica voce del conto economico consolidato di Gruppo e separatamente dai risultati delle continuing operations. Poiché, alla data del 31 marzo 2026, Plenitude continua ad essere integralmente consolidata, le elisioni infragruppo continuano ad applicarsi; di conseguenza, i risultati sia delle continuing operations, sia delle discontinued operations non sono necessariamente rappresentativi dei risultati che le singole entità avrebbero conseguito su base stand-alone. Analoghe considerazioni si applicano alla predisposizione del rendiconto finanziario consolidato di Gruppo. I periodi comparativi sono stati pertanto coerentemente riesposti. Nella situazione patrimoniale e finanziaria, la contabilizzazione di Plenitude non differisce da quella delle attività destinate alla vendita. I risultati delle discontinued operations di Plenitude e delle controllate sono determinati assumendo che, a partire dal mese di marzo 2026, non maturino più ammortamenti.

Le misure finanziarie non-GAAP riportate nel presente comunicato stampa relative ai risultati di Plenitude rappresentano in continuità con i precedenti reporting period una vista standalone; per la rappresentazione di Plenitude come discontinued operations si rinvia allo schema di conto economico a pag 27.

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

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030
Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924
Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456
Centralino: +39.0659821
ufficio.stampa@eni.com
segreteria@societaria.azionisti@eni.com
investor.relations@eni.com
Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni, 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 primo trimestre 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 e 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 consuntivi:

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'accrion 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 rappresentative 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.

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)

I Trimestre 2026

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enliva	Plentitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	
								GRUPPO	Plentitude	Elisioni infragruppo		TOTALE
Utile (perdita) operativo	1.851	(142)	183	774	(173)	(302)	(18)	2.173	(774)	(694)	(1.468)	705
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(105)		(404)		75	(434)				(434)
Esclusione special item:												
oneri ambientali	(1)		17		24			40				40
svalutazioni (riprese di valore) nette	99		5		79	4		187				187
plusvalenze nette su cessione di asset	(5)							(5)				(5)
oneri per incentivazione all'esodo	3	1	1	1	6	4		16	(1)		(1)	15
derivati su commodity	168	409	37	(582)	163			195	582	(581)	1	196
differenze e derivati su cambi	31	87			5			123				123
altro	137	(37)	(2)	7	20	(2)		123	(7)		(7)	116
Special item dell'utile (perdita) operativo	432	460	58	(574)	297	6		679	574	(581)	(7)	672
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.283	318	136	200	(280)	(296)	57	2.418	(200)	(1.275)	(1.475)	943
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.074	9	2	13	20			1.118	(13)		(13)	1.105
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.357	327	138	213	(260)	(296)	57	3.536	(213)	(1.275)	(1.488)	2.048
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(84)	(4)	(8)	9	3	(177)		(261)	(9)	(9)	(18)	(279)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(214)	4	(3)	(19)	(17)			(249)	19		19	(230)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(661)	(3)		1	15			(648)	(1)		(1)	(649)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	199	10	(1)	(5)	18			221	5		5	226
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.398	324	127	204	(259)	(473)	57	2.378	(204)	(1.284)	(1.488)	890
Imposte sul reddito (i)	(918)	(120)	(34)	(70)	30	123	(14)	(1.003)	70	(6)	64	(939)
Tax rate (%)								42,2				
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.480	204	93	134	(229)	(350)	43	1.375	(134)	(1.290)	(1.424)	(49)
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								73			(430)	(357)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.302			(994)	308
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								1.071			(875)	196
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(278)				(278)
Esclusione special item								509			(119)	390
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.302			(994)	308

(€ milioni)

I Trimestre 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enlitive	Pienitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Pienitude	Elisioni infragruppo	TOTALE	
Utile (perdita) operativo	1.951	773	121	34	(459)	(278)	186	2.328	(34)	(1.723)	(1.757)	571
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(19)		31		(26)	(14)				(14)
Esclusione special item:												
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(2)		16		15			29				29
svalutazioni (riprese di valore) nette	255		(1)		60	4		318				318
oneri per incentivazione all'esodo	5		1		3	12		21				21
derivati su commodity	8	(243)		208	2			(25)	(208)	207	(1)	(26)
differenze e derivati su cambi	24	(101)	(1)		(3)			(81)				(81)
altro	(11)	34	(7)		8			24				24
Special item dell'utile (perdita) operativo	279	(310)	8	208	85	16		286	(208)	207	(1)	285
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.230	463	110	242	(343)	(262)	160	2.600	(242)	(1.516)	(1.758)	842
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.078	10	(15)	(1)	9			1.081	1		1	1.082
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.308	473	95	241	(334)	(262)	160	3.681	(241)	(1.516)	(1.757)	1.924
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(102)	(5)	(6)	(3)		(48)		(164)	3	24	27	(137)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(130)	3	(2)	(9)	(20)			(158)	9		9	(149)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(620)	(1)			11			(610)				(610)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	328	12	(17)	(10)				313	10		10	323
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.456	470	87	229	(343)	(310)	160	2.749	(229)	(1.492)	(1.721)	1.028
Imposte sul reddito (i)	(1.143)	(163)	(22)	(74)	33	119	(46)	(1.296)	74	(5)	69	(1.227)
Tax rate (%)								47,1				
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.313	307	65	155	(310)	(191)	114	1.453	(155)	(1.497)	(1.652)	(199)
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								41			(127)	(86)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.412			(1.525)	(113)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								1.172			(1.576)	(404)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(10)				(10)
Esclusione special item								250			51	301
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.412			(1.525)	(113)

(€ milioni)

IV Trimestre 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Eni live	Plenitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Plenitude	Elisioni infragruppo	TOTALE	
Utile (perdita) operativo	1.186	185	106	66	(892)	(542)	67	176	(66)	(952)	(1.018)	(842)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			81		188		1	270				270
Esclusione special item:												
oneri ambientali	24	1	24		170	117		336				336
svalutazioni (riprese di valore) nette	503	(18)	(14)	7	233	49		760	(7)		(7)	753
plusvalenze nette su cessione di asset	(7)			1	(2)	(7)		(15)	(1)		(1)	(16)
accantonamenti a fondo rischi	84				20	(4)		100				100
oneri per incentivazione all'esodo	11	1	1	(2)	1	7		19	2		2	21
derivati su commodity	(6)	(3)	(15)	23	(22)			(23)	(23)	23		(23)
differenze e derivati su cambi	(31)	(12)			5			(38)				(38)
altro	40	25	10	1	95	26		197	(1)		(1)	196
Special item dell'utile (perdita) operativo	618	(6)	6	30	500	188		1.336	(30)	23	(7)	1.329
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.804	179	193	96	(204)	(354)	68	1.782	(96)	(929)	(1.025)	757
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	991	7	(13)	3	95			1.083	(3)		(3)	1.080
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.795	186	180	99	(109)	(354)	68	2.865	(99)	(929)	(1.028)	1.837
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(24)	(3)	(4)	2	24	(74)		(79)	(2)	5	3	(76)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(220)	5	(3)	(13)	(18)			(249)	13		13	(236)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(515)	(10)		2	(3)			(526)	(2)		(2)	(528)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	256	2	(16)	(8)	74			308	8		8	316
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.036	178	173	90	(106)	(428)	68	2.011	(90)	(924)	(1.014)	997
Imposte sul reddito (i)	(708)	(85)	(21)	(20)	6	103	(19)	(744)	20	(4)	16	(728)
Tax rate (%)								37,0				
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.328	93	152	70	(100)	(325)	49	1.267	(70)	(928)	(998)	269
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								71			(301)	(230)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.196			(697)	499
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								90			(689)	(599)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								175				175
Esclusione special item								931			(8)	923
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.196			(697)	499

Analisi degli special item

IV Trim.		I Trim.	
2025	(€ milioni)	2026	2025
336	Oneri ambientali	40	29
760	Svalutazioni (riprese di valore) nette	187	318
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		
(15)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(5)	
100	Accantonamenti a fondo rischi		
19	Oneri per incentivazione all'esodo	16	21
(23)	Derivati su commodity	195	(25)
(38)	Differenze e derivati su cambi	123	(81)
197	Altro	123	24
1.336	Special item dell'utile (perdita) operativo	679	286
(1)	Oneri (proventi) finanziari	(126)	79
	di cui:		
38	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(123)	81
108	Oneri (proventi) su partecipazioni	(52)	(32)
(505)	Imposte sul reddito	(105)	(65)
938	Totale special item dell'utile (perdita) netto	396	268
	di competenza:		
931	- azionisti Eni	509	250
7	- interessenze di terzi	(113)	18

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var %
1.804	Utile operativo adjusted E&P	2.283	2.230	2
991	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	1.074	1.078	-
2.795	Utile operativo proforma adjusted E&P	3.357	3.308	1
179	Utile operativo adjusted GGP e Power	318	463	(31)
7	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	9	10	(10)
186	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	327	473	(31)
289	Utile operativo adjusted Transition Businesses	336	352	(5)
(10)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	15	(16)	..
279	Utile operativo proforma adjusted Transition Businesses	351	336	4
(204)	Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	(280)	(343)	18
95	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	20	9	..
(109)	Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	(260)	(334)	22
(354)	Utile operativo adjusted altri settori	(296)	(262)	(13)
68	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	57	160	(64)
2.865	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo	3.536	3.681	(4)

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

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

	2026		I Trim.		
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.173	(434)	556	123	2.418
Proventi/oneri finanziari	(188)		(3)	(123)	(314)
Proventi/oneri da partecipazioni	326		(52)		274
Imposte sul reddito	(1.032)	134	(105)		(1.003)
Utile netto	1.279	(300)	396		1.375
- Interessenze di terzi	208	(22)	(113)		73
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.071	(278)	509		1.302

	2025		I Trim.		
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.328	(14)	367	(81)	2.600
Proventi/oneri finanziari	(249)		(2)	81	(170)
Proventi/oneri da partecipazioni	351		(32)		319
Imposte sul reddito	(1.235)	4	(65)		(1.296)
Utile netto	1.195	(10)	268		1.453
- Interessenze di terzi	23		18		41
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.172	(10)	250		1.412

	2025		IV Trim.		
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	176	270	1.374	(38)	1.782
Proventi/oneri finanziari	(151)		(39)	38	(152)
Proventi/oneri da partecipazioni	273		108		381
Imposte sul reddito	(161)	(78)	(505)		(744)
Utile netto	137	192	938		1.267
- Interessenze di terzi	47	17	7		71
Utile netto di competenza azionisti Eni	90	175	931		1.196

Analisi delle principali voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var %
12.096	Exploration & Production	13.738	13.061	5
4.583	Global Gas & LNG Portfolio e Power	5.375	5.590	(4)
4.378	Enilive	4.757	4.757	-
4.169	Refining, Chimica e Sites in transformation	4.112	4.932	(17)
607	Corporate e altre attività	456	469	(3)
(7.952)	Elisioni di consolidamento	(8.696)	(9.951)	13
17.881		19.742	18.858	5

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var %
16.142	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	16.123	15.968	1
(166)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	50	37	35
731	Costo lavoro	823	801	3
21	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	15	21	(29)
16.707		16.996	16.806	1

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var %
1.475	Exploration & Production	1.433	1.564	(8)
83	Global Gas & LNG Portfolio e Power	48	66	(27)
70	Enilive	73	70	4
32	Refining, Chimica e Sites in transformation	35	38	(8)
38	Corporate e altre attività	39	38	3
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)	(13)
1.689	Ammortamenti	1.619	1.768	(8)
753	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	187	318	(41)
2.442	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.806	2.086	(13)
34	Radiazioni	6	(3)	..
2.476		1.812	2.083	(13)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I Trimestre 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	306	10	8	(30)	(11)	283
Dividendi	23				20	43
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni						
Altri proventi (oneri) netti		1			(4)	(3)
	329	11	8	(30)	5	323

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	31 Mar. 2026	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.464	30.923	2.459
- Debiti finanziari a breve termine	8.363	9.200	837
- Debiti finanziari a lungo termine	20.101	21.723	1.622
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.100)	(8.317)	(217)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.991)	(6.466)	525
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.845)	(5.292)	(1.447)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.528	10.848	1.320
Passività per beni in leasing	5.700	5.628	(72)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.228	16.476	1.248
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.787	54.291	1.504
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,17	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,23	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2026	31 Dic. 2025
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.317	8.100
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.466	6.991
Altre attività finanziarie	5.182	3.710
Crediti commerciali e altri crediti	14.544	12.436
Rimanenze	5.400	5.143
Attività per imposte sul reddito	730	539
Altre attività	4.451	3.943
	45.090	40.862
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	48.820	50.536
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.128	5.184
Attività immateriali	1.538	6.022
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.427	1.187
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.234	13.155
Altre partecipazioni	1.348	1.329
Altre attività finanziarie	1.127	1.109
Attività per imposte anticipate	6.722	6.716
Attività per imposte sul reddito	126	125
Altre attività	1.140	2.839
	79.610	88.202
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	23.006	8.005
TOTALE ATTIVITÀ	147.706	137.069
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	6.529	4.929
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.671	3.434
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.162	1.263
Debiti commerciali e altri debiti	20.998	20.261
Passività per imposte sul reddito	485	343
Altre passività	7.032	4.039
	38.877	34.269
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.741	20.139
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.466	4.437
Fondi per rischi e oneri	14.095	14.580
Fondi per benefici ai dipendenti	573	596
Passività per imposte differite	4.788	4.805
Passività per imposte sul reddito	30	40
Altre passività	1.451	3.390
	47.144	47.987
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	7.394	2.026
TOTALE PASSIVITÀ	93.415	84.282
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.728	33.209
Riserve per differenze cambio da conversione	3.034	1.936
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.618	8.964
Azioni proprie	(1.262)	(2.782)
Utile (perdita) netto	1.071	2.608
Totale patrimonio netto di Eni	49.194	47.940
Interessenze di terzi	5.097	4.847
TOTALE PATRIMONIO NETTO	54.291	52.787
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	147.706	137.069

CONTO ECONOMICO

IV Trim. 2025	(€ milioni)	I Trim. 2026 2025	
CONTINUING OPERATIONS			
17.881	Ricavi della gestione caratteristica	19.742	18.858
340	Altri ricavi e proventi	319	328
18.221	Totale ricavi	20.061	19.186
(16.142)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(16.123)	(15.968)
166	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(50)	(37)
(731)	Costo lavoro	(823)	(801)
120	Altri proventi (oneri) operativi	(548)	274
(1.689)	Ammortamenti	(1.619)	(1.768)
(753)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(187)	(318)
(34)	Radiazioni	(6)	3
(842)	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	705	571
994	Proventi finanziari	1.482	2.248
(1.201)	Oneri finanziari	(1.641)	(2.462)
53	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	13	57
8	Strumenti finanziari derivati	(52)	(67)
(146)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(198)	(224)
166	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	283	358
119	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	40	5
285	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	323	363
(703)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	830	710
(147)	Imposte sul reddito	(805)	(1.224)
(850)	Utile (perdita) netto - continuing operations	25	(514)
DISCONTINUED OPERATIONS			
987	Utile (perdita) netto - discontinued operations	1.254	1.709
TOTALE GRUPPO			
137	Utile (perdita) netto	1.279	1.195
	<i>di competenza:</i>		
90	- azionisti Eni	1.071	1.172
(599)	- continuing operations	196	(404)
689	- discontinued operations	875	1.576
47	- interessenze di terzi	208	23
(251)	- continuing operations	(171)	(110)
298	- discontinued operations	379	133
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)			
0,01	- semplice	0,34	0,36
0,01	- diluito	0,34	0,36
Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)			
(0,22)	- semplice	0,04	(0,15)
(0,22)	- diluito	0,04	(0,15)
Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)			
2.976,5	- semplice	2.945,5	3.062,7
3.039,8	- diluito	3.008,8	3.126,0

I risultati delle "discontinued operations" si riferiscono a Plenitude e alle società da questa controllate. I risultati delle continuing operations e delle discontinued operations non sono rappresentativi delle due entità su base standalone poiché al 31 marzo 2026 il gruppo Plenitude rimane consolidato a tutti gli effetti con eliminazione delle transazioni intercompany e dei relativi margini interni. Questo comporta che considerati i significativi volumi di gas ceduti dalle continuing operations a Plenitude l'eliminazione delle partite intercompany riduce il margine del settore cedente a beneficio di quello acquirente.

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	I Trim.	
	2026	2025
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	1.279	1.195
Componenti non riclassificabili a conto economico	1	2
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	1	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>		2
<i>Effetto fiscale</i>		
Componenti riclassificabili a conto economico	330	(1.686)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.152	(2.089)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(967)	581
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(152)	(11)
<i>Effetto fiscale</i>	297	(167)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	331	(1.684)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.610	(489)
di competenza:		
- azionisti Eni	1.346	(426)
- <i>continuing operations</i>	439	(1.976)
- <i>discontinued operations</i>	907	1.550
- interessenze di terzi	264	(63)
- <i>continuing operations</i>	(128)	(194)
- <i>discontinued operations</i>	392	131

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025	55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(489)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(764)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(9)
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.500
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.251)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(40)
Opzione put su Plenitude	(139)
Acquisto azioni proprie	(360)
Operazione Plenitude - cessione EIP	209
Costi di emissione di obbligazioni ibride	(20)
Imposte su cedole bond ibrido	14
Operazione Enilive - cessione KKR	2.968
Altre variazioni	2
Totale variazioni	1.621
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2025	57.269
di competenza:	
- azionisti Eni	53.551
- interessenze di terzi	3.718
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2026	52.787
Totale utile (perdita) complessivo	1.610
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(765)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(18)
Acquisto di azioni proprie	(280)
Emissione di obbligazioni ibride	1.000
Imposte su cedole e costi bond ibrido	(31)
Altre variazioni	(12)
Totale variazioni	1.504
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2026	54.291
di competenza:	
- azionisti Eni	49.194
- interessenze di terzi	5.097

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim. 2025	(€ milioni)	I Trim.	
		2026	2025
(850) Utile (perdita) netto - continuing operations		25	(514)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
1.689 Ammortamenti		1.619	1.768
753 Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		187	318
34 Radiazioni		6	(3)
(166) Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(283)	(358)
(62) Plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)	
(55) Dividendi		(43)	
(118) Interessi attivi		(100)	(103)
326 Interessi passivi		272	306
147 Imposte sul reddito		805	1.224
(264) Altre variazioni		3	(49)
2.015 Flusso di cassa del capitale di esercizio		(812)	(71)
910 - rimanenze		(524)	442
(222) - crediti commerciali		(3.296)	416
1.786 - debiti commerciali		3.310	(903)
(19) - fondi per rischi e oneri		(356)	(154)
(440) - altre attività e passività		54	128
(17) Variazione fondo per benefici ai dipendenti		36	22
487 Dividendi incassati		290	366
188 Interessi incassati		33	58
(276) Interessi pagati		(331)	(361)
(646) Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(854)	(1.170)
3.185 Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		848	1.433
1.165 Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		579	952
4.350 Flusso di cassa netto da attività operativa		1.427	2.385
(2.970) Flusso di cassa degli investimenti		(2.093)	(2.102)
(2.934) - attività materiali		(2.364)	(1.686)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			
(152) - attività immateriali		(69)	(133)
(196) - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			
(102) - partecipazioni		(65)	(251)
(46) - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(25)	(12)
460 - variazione debiti relativi all'attività di investimento		430	(20)
290 Flusso di cassa dei disinvestimenti		86	133
(3) - attività materiali		10	1
1 - attività immateriali			
118 - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			
65 - partecipazioni			
75 - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		1	12
34 - variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		75	120
(690) Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(839)	(200)
(3.370) Flusso di cassa netto da attività di investimento		(2.846)	(2.169)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2025	(€ milioni)	2026	2025
549	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	2.295	1.498
(352)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(1.729)	(2.818)
(272)	Rimborso di passività per beni in leasing	(342)	(375)
(1.331)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	1.790	313
(775)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(766)	(765)
(214)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(20)	(13)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi		709
2.003	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		2.468
(670)	Acquisto di azioni proprie	(289)	(386)
(248)	Emissioni (rimborsi) di obbligazioni ibride perpetue	988	231
	Altri apporti		9
(205)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue	(28)	(40)
(1.515)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1.899	831
4	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	15	(83)
(531)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	495	964
8.952	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.421	8.183
8.421	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	8.916	9.147

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2025	(€ milioni)	2026	2025	var %
1.943	Exploration & Production	1.615	1.439	12
162	di cui: - ricerca esplorativa	168	87	93
1.571	- sviluppo di idrocarburi	1.442	1.345	7
58	Global Gas & LNG Portfolio e Power	8	12	(33)
5	- Global Gas & LNG Portfolio			
53	- Power	8	12	(33)
503	Transition Businesses	164	177	(7)
269	- Enilive	63	33	91
234	- Plenitude	101	144	(30)
233	Refining, Chimica e Sites in transformation	158	113	40
178	- Refining	137	74	85
55	- Chimica	17	39	(56)
	- Sites in transformation	4		
126	Corporate e altre attività ^(a)	34	100	(66)
(6)	Elisioni di consolidamento	(12)	(22)	
2.857	Investimenti tecnici	1.967	1.819	8

(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 (€272 mln e €426 mln nel primo trimestre 2026 e 2025, rispettivamente, e €348 mln nel quarto trimestre 2025).

Nel primo trimestre 2026 gli investimenti tecnici di €1.967 mln evidenziano un incremento dell'8% rispetto al periodo di confronto (€1.819 mln nel primo trimestre 2025), in particolare:

- nel settore Exploration & Production gli investimenti (€1.615 mln) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Libia, Indonesia, Congo, Egitto, Iraq, Italia, Emirati Arabi Uniti ed Algeria;
- nel settore Transition Businesses, gli investimenti Plenitude (€101 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 (€63 mln) sono relativi principalmente ai progetti di bioraffinazione (Ecofining™ a Venezia e catalizzatori a Gela) alla commercializzazione in Italia e all'estero;
- nel settore Refining, Chimica e Sites in transformation sono principalmente legati l'attività di raffinazione in Italia (€137 mln) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€17 mln) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate e altre attività sono principalmente relativi alle attività di CCUS e ai progetti di agribusines (€6 mln).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2025			I Trim.	
			2026	2025
63	Italia	(mgl di boe/giorno)	62	72
318	Resto d'Europa		321	238
593	Africa Settentrionale		534	527
332	Africa Sub-Sahariana		396	322
383	Asia		344	371
148	America		141	116
2	Australia e Oceania		-	1
1.839	Produzione di idrocarburi (a)(b)(c)(d)		1.798	1.647
523	- di cui società in Joint Venture e collegate		525	431
153	Produzione venduta (a)	(mln di boe)	141	133

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2025			I Trim.	
			2026	2025
26	Italia	(mgl di barili/giorno)	26	26
201	Resto d'Europa		203	140
188	Africa Settentrionale		171	170
181	Africa Sub-Sahariana		192	182
213	Asia		194	213
81	America		76	55
	Australia e Oceania			
890	Produzione di petrolio e condensati		862	786
293	- di cui società in Joint Venture e collegate		296	228

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2025			I Trim.	
			2026	2025
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	5	7
17	Resto d'Europa		18	15
60	Africa Settentrionale		54	53
22	Africa Sub-Sahariana		30	21
26	Asia		22	23
10	America		10	9
-	Australia e Oceania		-	-
141	Produzione di gas naturale		139	128
34	- di cui società in Joint Venture e collegate		34	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 (170 e 132 mila boe/giorno nel I Trimestre 2026 e 2025, rispettivamente e 141 mila boe/giorno nel IV Trimestre 2025).

(c) Include nel primo trimestre 2026, circa 79 mila boe/giorno 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".