

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2026

I progressi eccellenti del 2° trimestre rafforzano le previsioni per l'anno; incrementata la remunerazione agli azionisti

- Nel 2° trimestre 2026 conseguiti eccellenti risultati grazie alla esecuzione coerente della strategia e al portafoglio diversificato di asset altamente competitivi.
- Eccellente crescita della produzione dell'11% su base omogenea, al netto dell'effetto prezzo.
- Costituita con Petronas la joint venture Searah, nuova e grande piattaforma di crescita in Indonesia e Malesia.
- Decisioni finali di investimento per la Fase 3 del giacimento Baleine, nell'offshore della Costa d'Avorio, per il progetto Greater PAJ, nell'offshore dell'Angola e per il progetto a gas di Cronos nell'offshore profondo di Cipro.
- Ingresso nella catena del valore dei minerali critici attraverso investimenti in Canada e Cile nella grafite e nel litio.
- Rapporto di indebitamento su base proforma prossimo al 10%, record storico.

Grazie alla solida esecuzione e allo scenario, Eni rivede al rialzo le previsioni 2026 di produzione con una crescita di circa il 5% su base omogenea, incrementando il piano di riacquisto di azioni proprie a €3,4 mld.

San Donato Milanese, 29 luglio 2026 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppina Di Foggia, ha approvato i risultati consolidati del secondo trimestre e primo semestre 2026. Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"La determinazione nell'esecuzione della nostra strategia ci ha consentito di conseguire risultati eccellenti nel secondo trimestre del 2026, sostenuti dal nostro portafoglio di attività diversificate che ci offre un'ampia serie di opzioni strategiche e una prospettiva di crescita profittevole nei diversi business del nostro mix energetico. Questi risultati derivano dall'efficacia della gestione industriale e finanziaria e crescono in modo nettamente maggiore rispetto allo scenario dei prezzi delle commodity di riferimento. Stiamo potenziando ulteriormente il nostro business Exploration & Production, che entra in una ulteriore fase di crescita e generazione di valore, grazie all'avvio della JV Searah tra Indonesia e Malesia che ci consentirà di valorizzare le nostre importanti scoperte di gas nel bacino di Kutei, nonché ai progressi compiuti in numerosi progetti e all'espansione delle nostre attività in nuove aree geografiche. La solidità di questo business e la nostra eccellenza nell'esplorazione e produzione hanno sostenuto una straordinaria crescita della produzione, pari all'11% su base omogenea. I business della transizione stanno incrementando il contributo ai risultati del Gruppo, alimentando al contempo la propria crescita autofinanziata. Plenitude è in linea con il piano di aumento della capacità installata di 6,5 GW entro la fine dell'anno, e può già contare su una base clienti di 11 milioni di utenti. Enilive sta sviluppando nuova capacità produttiva per cogliere le opportunità offerte dalla rapida crescita della domanda di biocarburanti, ed è riuscita a valorizzare pienamente le condizioni di questa fase di mercato. I risultati del semestre dimostrano che, anno dopo anno, stiamo costruendo una società sempre più solida, grazie alla qualità del nostro portafoglio geograficamente diversificato e basato su asset competitivi, sulle nostre competenze distintive nell'esplorazione, su una crescente esposizione ai business legati alla transizione energetica, e con opportunità di valorizzazione anticipata degli asset. Questi fattori supporteranno una generazione di cassa ricorrente nel lungo periodo, che ci permetterà di continuare ad assicurare agli azionisti una remunerazione significativa con un'importante condivisione dei benefici derivanti dagli scenari di mercato più favorevoli, mantenendo al contempo una struttura patrimoniale estremamente robusta, come dimostra il rapporto di indebitamento pro forma pari al minimo storico del 10%. Grazie a questi risultati, il programma di buyback viene incrementato di ulteriori €600 mln, fino a €3,4 mld."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

I Trim. 2026			II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
1.798	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.789	1.668	7	1.793	1.658	8
5,9	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	6,0	4,5	33	6,0	4,5	33
3.536	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	5.375	2.681	100	8.911	6.362	40
2.418	società consolidate		3.516	1.889	86	5.934	4.489	32
1.118	società partecipate rilevanti ^(b)		1.859	792	135	2.977	1.873	59
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
3.357	E&P		4.769	2.422	97	8.126	5.730	42
327	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		503	387	30	830	860	(3)
351	Transition Businesses		521	262	99	872	598	46
(260)	Refining, Chimica e Sites in transformation		(40)	(193)	79	(300)	(527)	43
(239)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(378)	(197)		(617)	(299)	
2.378	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		3.857	2.200	75	6.235	4.949	26
1.302	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		2.333	1.134	106	3.635	2.546	43
1.071	Utile (perdita) netto ^(c)		3.319	543	511	4.390	1.715	156
2.878	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		4.469	2.775	61	7.347	6.189	19
1.427	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.270	3.517	21	5.697	5.902	(3)
1.872	Investimenti organici ^(a)		1.838	2.029	(9)	3.710	3.914	(5)
10.848	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.271	10.198	11	11.271	10.198	11
54.291	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		56.930	53.405	7	56.930	53.405	7
15	Gearing ante lease liability ex IFRS 16 proforma ^(a)	(%)	10			10		

(a) Per la definizione delle Non-GAAP measure si rinvia alle pagine 19 e successive.

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 23.

(c) Di competenza azionisti Eni.

(d) Esclude acquisizioni del controllo di business o di quote di minoranza ed altri item non organici, nonché la quota di investimenti di competenza di joint operator sanzionati finanziati da Eni.

Highlight strategici e finanziari

I risultati E&P sono stati sostenuti da nuova produzione a elevata redditività e dalla disciplina nei costi, mentre i successi esplorativi e l'avanzamento dei progetti sostengono le prospettive di crescita

- La crescita della produzione su base omogenea, al netto dell'effetto prezzo, è stata dell'11% a 1,79 mln di boe/g nel IIQ, quasi invariata su base sequenziale, grazie all'entrata a regime dei nuovi progetti in Africa Occidentale, nel Golfo d'America, in Norvegia e in Indonesia. Previsione annuale di crescita della produzione a circa il 5%.
- La costituzione della JV con Petronas, Searah, crea un leader regionale nel mercato del GNL del Sud-Est asiatico, con un contributo addizionale ai flussi di cassa e alla produzione del IIQ di Eni. La JV accelererà lo sviluppo delle importanti scoperte di Eni nel bacino di Kutei, assicurando una solida e profittevole crescita produttiva fin oltre il 2030.
- Accordo per l'acquisizione di una partecipazione in asset upstream in Argentina a sostegno delle forniture di gas per lo sviluppo della produzione galleggiante di GNL.
- Raggiunte le Decisioni Finali di Investimento per la Fase 3 del progetto core di Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio, per il progetto Greater PAJ nell'offshore dell'Angola, operato dalla JV Azule Energy e per il progetto gas Cronos nell'offshore di Cipro.
- Acquisito un blocco inesplorato nella Repubblica del Gambia, segnando l'ingresso di Eni in una nuova area geografica.

Business della transizione ben posizionati per conseguire o superare gli obiettivi annuali di redditività e crescita

- Enilive e Plenitude hanno realizzato l'EBITDA adjusted di €1,1 mld nel primo semestre '26.
- Procedono le attività per il deconsolidamento di Plenitude nel IIIQ '26, nella quale Eni manterrà una partecipazione del 65%, perseguendo una struttura patrimoniale più efficiente a sostegno del piano di crescita.
- Enilive ha firmato un accordo per acquisire da Prax un network di 320 stazioni di servizio a marchio OIL!, consolidando la presenza in business della mobilità retail in mercati chiave dell'Europa.
- Assicurato un finanziamento per il business CCUS di Eni da parte di un pool di istituti di credito internazionali.

Nuove iniziative di business per rafforzare il portafoglio di attività

- L'accordo con Mercuria per la costituzione di una JV su scala globale nel trading consentirà a Eni di massimizzare il valore lungo l'intera catena di approvvigionamento delle commodity, integrando l'ottimizzazione del portafoglio di asset fisici con avanzate competenze e know-how di trading.
- Ingresso nella catena del valore dei minerali critici attraverso investimenti diretti in iniziative in Canada e Cile, a sostegno dei piani Eni di rafforzamento dei business della transizione.
- Costituita una JV con la United Kingdom Atomic Energy Authority per la fornitura di servizi specialistici per il ciclo del combustibile, futuro elemento chiave per il funzionamento di impianti di energia da fusione nucleare su scala industriale.

Utilizzo dell'opzionalità degli asset per accelerare la generazione di cassa e la crescita

- Definito un accordo di partnership di lungo termine per la valorizzazione di un portafoglio upstream su base infrastrutturale. È stato sottoscritto un contratto di partnership con AC Europe II SCS (entità gestita da Ares Credit Management LLC), che prevede un apporto di capitale di \$2 mld da parte dello stesso con incasso atteso nel terzo trimestre. AC Europe II SCS ha ricevuto commitment letter vincolanti in linea con la prassi di mercato da parte di fondi gestiti da Ares Credit Management LLC e di Pacific Investment Management Company LLC - PIMCO che coprono in aggregato l'intero importo dell'investimento.
- Previsto a breve il completamento della cessione del 10% nel giacimento Baleine.
- Una quota del 10% nei blocchi del Kutei, non conferita nella JV Searah, sarà valorizzata nel corso del 2026 attraverso una distinta operazione di portafoglio.

Accelerazione della riconversione dei principali hub chimici in business della transizione

- Costituito un veicolo societario dedicato per la realizzazione di una bioraffineria nel sito di Priolo, che sarà affiancata da un impianto di riciclo chimico delle plastiche post-consumo basato su tecnologia proprietaria.
- Avviati i lavori di costruzione presso il polo di Brindisi di un impianto di produzione di batterie litio ferro-fosfato destinate a sistemi di accumulo stazionario dell'energia elettrica a sostegno della generazione da fonti rinnovabili.

Solidi risultati finanziari nel IIQ, sostenuti dalla crescita dei volumi, dalla gestione dei costi e da un favorevole scenario prezzi; gearing proforma al limite inferiore dell'intervallo obiettivo 10-15% e remunerazione agli azionisti pari a €1,35 mld

Nel IIQ 26 l'EBIT proforma adjusted di Gruppo si è attestato a €5,38 mld, il doppio rispetto al trimestre di confronto (crescita del 52% su base sequenziale), grazie alla solida performance della E&P, di GGP e dei satelliti della transizione. L'utile netto adjusted è stato pari a €2,3 mld, più che raddoppiato rispetto allo scorso anno.

- E&P: EBIT proforma adjusted di €4,77 mld (in aumento del 42% rispetto al IQ '26 e del 97% su base annua), grazie al positivo contributo dei maggiori volumi/mix reddituale, alla efficienza nei costi e ai migliori prezzi di realizzo del greggio, nonostante l'andamento del tasso di cambio EUR vs. USD.
- GGP e Power: EBIT proforma adjusted pari a €0,50 mld. GGP con un EBIT proforma adjusted di €0,47 mld ha registrato

una crescita del 46% rispetto al trimestre di confronto, grazie alla continua ottimizzazione del portafoglio di attività e a specifici benefici connessi alle rinegoziazioni e accordi.

- Enilive ha conseguito un EBIT proforma adjusted pari a €0,29 mld, più che raddoppiato rispetto al trimestre di confronto, trainato dalla performance del business della bioraffinazione che ha anche beneficiato di un miglioramento dello scenario di mercato. Plenitude ha registrato un EBIT proforma adjusted di €0,23 mld, in crescita del 70% rispetto al trimestre di confronto, per la crescita dei volumi nelle rinnovabili e la sospensione degli ammortamenti in relazione al processo di deconsolidamento in corso.
- Refining: EBIT proforma adjusted di €0,08 mld, tornando in utile rispetto alla perdita dello scorso anno grazie al miglioramento dei margini di raffinazione, in parte compensato dall'aumento dei costi dei noli e dal restringimento dei differenziali tra i greggi pesanti e leggeri, che ha penalizzato i margini dei cicli complessi. Il business della chimica di Versalis ha evidenziato segnali di miglioramento grazie alle misure di ristrutturazione in corso e alle chiusure di impianti effettuate lo scorso anno, con una perdita in riduzione del 65% a circa €0,07 mld, anche a seguito di interruzioni temporanee dell'offerta che hanno sostenuto i margini delle commodity plastiche.

Nel IIQ '26 il flusso di cassa adjusted prima del capitale circolante è stato pari a €4,47 mld, finanziando investimenti organici per €1,84 mld. La remunerazione agli azionisti è stata di €1,35 mld, inclusi l'ultima tranche del dividendo '25 (€0,79 mld) e l'avvio del programma di buyback '26 (€0,56 mld). L'indebitamento finanziario netto si è attestato a €11,3 mld a fine giugno 2026, con un gearing proforma pari al 10%, al limite inferiore dell'intervallo previsto (10%-15%).

Outlook 2026

Migliorate le previsioni sui risultati operativi e di generazione di cassa, determinando un nuovo aumento del programma di riacquisto di azioni proprie garantendo agli azionisti una significativa partecipazione agli incrementi di redditività

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

- crescita della produzione oil&gas su base omogenea rivista in rialzo a circa il 5% rispetto al precedente intervallo obiettivo del 3-4%;
- EBIT proforma adjusted di GGP in rialzo a oltre €1,4 mld, in crescita del 40% rispetto alla previsione iniziale;
- Enilive e Plenitude: EBITDA proforma adjusted di Enilive rivisto al rialzo a €1,3 mld (da €1,1 mld) allo scenario attuale e Plenitude confermato a €1,3 mld;
- 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 1,5 MTPA in costruzione (quota Enilive).

Per i risultati consolidati, rivista al rialzo la previsione annuale di generazione di cassa:

- CFFO adjusted pari a €15 mld, sulla base di uno scenario aggiornato Brent pari a 85 \$/barile, margine di raffinazione SERM di 14 \$/barile e prezzo del gas TTF pari a 50 €/MWh, al cambio EUR/USD di 1,16, evidenziando un miglioramento di €0,7 mld rispetto alle sensitivity del Gruppo¹;
- capex lordi confermati a €7 mld; capex netti rivisti in riduzione rispetto alla precedente guidance inferiori a €5 mld;
- Gearing proforma atteso al limite inferiore dell'intervallo del 10-15%. Gearing reported atteso convergere allo stesso livello a fine anno.

Remunerazione degli azionisti prevista in aumento considerando il miglioramento dei risultati di Gruppo:

- previsto in aumento il programma di buyback per il 2026 a €3,4 mld, + 20% rispetto alla precedente previsione del primo trimestre di €2,8 mld, in linea con la politica di distribuzione agli azionisti del 60% dei maggiori risultati rispetto al budget (che prevedeva un cash flow di €11,5 mld) sotto forma di incremento di buyback, fino a un prezzo del Brent pari a 90 \$/barile. Il nuovo valore del buyback rappresenta un incremento di oltre il doppio rispetto alla previsione iniziale di €1,5 mld al cash flow di budget;
- alla luce dello scenario di raffinazione significativamente aggiornato (14 \$/bbl vs 6 \$/bbl del budget), a condizione che tale livello si mantenga al di sopra del 50% del margine di raffinazione di riferimento (quindi almeno a 9 \$/bbl rispetto ai 6\$/bbl del budget), nel mese di ottobre si deciderà sull'attivazione del dividendo straordinario, in linea con la politica di remunerazione comunicata al mercato che, in caso di scenari superiori a 90 \$/bbl, o con un incremento superiore al 50% dei prezzi del gas o dei margini di raffinazione, prevede che il 100% dell'incremento del CFFO sia distribuito come dividendo straordinario nell'ultimo trimestre e sulla base delle sensitivity unitarie (1 \$ SERM = €0,08 mld);
- confermata la previsione relativa al dividendo 2026 pari a €1,1 per azione (in aumento del 5% rispetto al 2025).

¹ Le sensitivity di Gruppo sono confermate a: €0,11 mld e €0,08 mld per ogni variazione di un dollaro del prezzo del Brent e del margine SERM rispettivamente; €0,03 mld per ogni variazione di un €/MWh del prezzo spot del gas europeo.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2026			II Trim. 2026			I Sem. 2026		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
80,61	Brent dated	\$/barile	104,52	67,82	54	92,57	71,74	29
1,170	Cambio medio EUR/USD		1,163	1,134	3	1,167	1,093	7
1.798	Produzione di idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.789	1.668	7	1.793	1.658	8
862	Petrolio	mgl di barili/g	832	825	1	847	805	5
139	Gas naturale	mln di metri cubi/g	142	125	14	140	126	11
55,68	Prezzi medi di realizzo ^(b)	\$/boe	69,79	50,81	37	62,57	52,99	18
72,79	Petrolio	\$/barile	96,50	62,77	54	84,16	66,17	27
257	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	298	253	18	277	260	7

(a) Include nel secondo trimestre 2026 e nel primo semestre 2026, 78 mila boe/giorno, rispettivamente, di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.

(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel secondo trimestre 2026 la **produzione di idrocarburi** di 1,79 mln di boe/giorno ha registrato un aumento del 7% rispetto al secondo trimestre 2025 (1,79 mln di boe/giorno nel primo semestre, +8% rispetto al semestre 2025) a seguito dell'entrata a regime di giacimenti in Norvegia, Congo e Messico, di avvisi in Angola e di un maggiore contributo di Indonesia/Malesia con l'avvio della nuova JV Searah. A questi incrementi si aggiunge la regolarità di marcia della base produttiva. Nel trimestre la crescita su base omogenea e al netto dell'effetto prezzo è stata dell'11% rispetto al trimestre dello scorso anno.
- La **produzione di petrolio** è stata di 832 mila barili/giorno, sostanzialmente in linea rispetto al secondo trimestre 2025 (847 mila barili/giorno nel semestre, +5%) sostenuta dalla crescita organica in Norvegia, Angola, Congo e Messico.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 142 mln di metri cubi/giorno, in aumento del 14% rispetto al secondo trimestre 2025 (140 mln di metri cubi/giorno nel semestre, +11%) per effetto principalmente della crescita organica in Norvegia e Congo.

Risultati

I Trim. 2026			II Trim. 2026			I Sem. 2026		
		(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
4.950	Ricavi Upstream		5.861	4.701	25	10.811	10.107	7
3.357	Utile operativo proforma adjusted		4.769	2.422	97	8.126	5.730	42
1.074	di cui: società partecipate rilevanti		1.793	763	..	2.867	1.841	56
1.851	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.651	1.495	10	3.502	3.446	2
432	Esclusione special items		1.325	164		1.757	443	
2.283	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		2.976	1.659	79	5.259	3.889	35
2.398	Utile (perdita) ante imposte adjusted		3.469	1.957	77	5.867	4.413	33
38,3	tax rate (%)		35,2	45,9		36,4	46,2	
1.480	Utile (perdita) netto adjusted		2.249	1.059	..	3.729	2.372	57
53	Costi di ricerca esplorativa:		167	42	..	220	86	..
53	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		81	42	93	134	86	56
	radiazione di pozzi di insuccesso		86			86		
1.615	Investimenti tecnici		1.526	1.336	14	3.141	2.775	13

I Trim. 2026			II Trim. 2026			I Sem. 2026		
	Società partecipate rilevanti	(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
1.074	Utile operativo adjusted (quota Eni)		1.793	763		2.867	1.841	56
703	di cui: Vår Energi		1.217	412	..	1.920	1.009	90
177	Azule Energy		286	218	31	463	450	3
199	Utile netto adjusted		592	167	..	791	495	60
308	Dividendi		250	330	(24)	558	596	(6)
525	Produzione di idrocarburi	(mgl di boe/g)	566	432	31	546	432	26

- Nel secondo trimestre 2026 Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €4.769 mln, in crescita del 97% rispetto al secondo 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 +54%) e del gas (in aumento del 18%) compensati dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro nella conversione dei risultati delle controllate estere che hanno il dollaro USA

come moneta funzionale (EUR/USD +3%). Nel semestre 2026 l'utile operativo proforma adjusted di €8.126 mln è aumentato del 42% rispetto al semestre '25 per gli stessi fenomeni evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.

- Nel secondo trimestre 2026 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €2.249 mln più che raddoppiato rispetto al secondo trimestre 2025 ed include un maggior contributo dei risultati delle JV e collegate. L'utile netto adjusted di €3.729 mln nel primo semestre 2026 evidenzia un aumento del 57% rispetto al semestre '25.
- Nel secondo trimestre 2026 il tax rate si attesta a circa il 35%, in riduzione rispetto al secondo trimestre 2025 (46%) per effetto del più favorevole mix geografico dei profitti.

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

Sviluppi strategici

- In aprile, annunciata una significativa scoperta di gas e condensati in Egitto con il pozzo Denise W 1, nella concessione Temsah nel Mediterraneo orientale. Le stime preliminari indicano circa 56 mld di metri cubi di gas in posto e 130 mln barili di condensati associati. La vicinanza a infrastrutture esistenti consente significative sinergie nello sviluppo.
- In aprile, annunciata la rilevante scoperta a gas e condensati con il pozzo Geliga-1 (Eni 82%) nel blocco Ganai, 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. A maggio, la scoperta è stata testata con successo, confermando un'eccellente capacità produttiva. La vicinanza alle infrastrutture esistenti e in corso offre potenziali sinergie di ottimizzazione dei costi di sviluppo e di time-to-market.
- In aprile, firmato un accordo programmatico con il Ministero degli Idrocarburi del Venezuela e la compagnia di Stato PDVSA per il rilancio delle attività petrolifere partecipate da Eni nel Paese, quali il campo a olio pesante di Junin-5 (Eni 40%) nella Faja dell'Orinoco, nell'ambito delle iniziative definite per il recupero dei crediti vantati da Eni nei confronti di PDVSA relativi alle forniture di gas del giacimento Perla.
- A maggio, approvata la decisione finale di investimento (FID) per la Fase 3 del progetto Baleine, nell'offshore della Costa d'Avorio, con l'obiettivo di produrre 150 mila barili/giorno di olio e 5,7 mln di metri cubi/giorno di gas, raddoppiando l'attuale livello produttivo.
- A giugno, firmato un accordo relativo al Blocco esplorativo offshore A1 nella Repubblica del Gambia. L'operazione è in linea con la strategia di diversificazione geografica del portafoglio che comprende sia opportunità in bacini provati ma ancora sotto-esplorati ed emergenti, sia in aree di frontiera a elevato potenziale.
- A giugno, ottenute tutte le necessarie autorizzazioni regolatorie, è stata costituita Searah, la nuova joint venture paritetica tra Eni e Petronas che combina le attività dei due partner rispettivamente in Indonesia e Malesia, a soli sette mesi dalla firma dell'accordo di investimento. Con un portafoglio di 19 asset di produzione e sviluppo di gas, 14 in Indonesia e 5 in Malesia, Searah parte da una produzione di circa 300 mila boe/giorno. È stata ottenuta una linea di credito revolving da \$6 mld, a supporto dei piani di crescita di Searah che prevedono investimenti per oltre \$20 mld nei prossimi cinque anni, finalizzati allo sviluppo di oltre 3 mld di boe di risorse scoperte e valorizzazione del potenziale esplorativo aggiuntivo, che assicureranno un plateau sostenibile di produzione a lungo termine di 500 kboe/g.
- A giugno, la JV Azure Energy ha raggiunto la decisione finale di investimento (FID) per il progetto offshore Greater PAJ, in Angola. Il progetto prevede lo sviluppo integrato delle risorse di idrocarburi di cinque giacimenti nelle due concessioni adiacenti del Blocco 31 e del Blocco 31/21. L'avvio produttivo è previsto nella prima metà del 2029 attraverso una nuova unità galleggiante di produzione, stoccaggio e scarico (FPSO), con una capacità produttiva di 95 mila barili/giorno di olio e 70 mln di piedi cubi/giorno di gas.
- A giugno, avviato in partnership con la National Oil Corporation della Libia il progetto Sabratha Compression, per sostenere e incrementare la produzione di gas del giacimento Bahr Essalam. È previsto un incremento della produzione di gas di circa 800 mln di metri cubi/anno, oltre ai relativi condensati.
- A giugno, firmato con la compagnia di stato dell'Argentina YPF il Sale and Purchase Agreement (SPA) per l'acquisizione di una partecipazione del 32% in tre blocchi upstream (Meseta Buena Esperanza, Aguada Villanueva e Las Tacanas). I tre blocchi faranno parte dello sviluppo integrato Argentina LNG, un progetto upstream-midstream volto a sfruttare le risorse di gas di Vaca Muerta contribuendo ad alimentare i 12 mln di tonnellate all'anno (MTPA) di capacità di GNL (attraverso due unità galleggianti da 6 MTPA ciascuna).
- A luglio, raggiunta la Decisione Finale di Investimento (FID) per lo sviluppo del progetto a gas operato di Cronos, situato nel Blocco 6, nell'offshore di Cipro. Con avvio previsto nel 2028 e plateau produttivo atteso in circa 500 mln di piedi cubi/giorno. Il gas trasportato e trattato presso le infrastrutture esistenti di Zohr, in Egitto, sarà liquefatto nell'impianto di GNL di Damietta per l'esportazione verso i mercati internazionali.
- Il processo di vendita dell'interessenza del 25% nel progetto Congo LNG, annunciato nel primo trimestre '25, non si è concluso a causa del mancato soddisfacimento delle condizioni sospensive.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

I Trim. 2026			II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
	Global Gas & LNG Portfolio							
42	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	47	38	22	44	43	3
40	TTF		46	35	29	43	41	4
2	Spread PSV vs. TTF		1	3	(62)	2	2	
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
7,67	Italia		5,62	4,49	25	13,29	10,44	27
5,32	Resto d'Europa		4,27	3,86	11	9,59	9,07	6
0,09	Importatori in Italia		0,08	0,28	(71)	0,17	0,50	(66)
5,23	Mercati europei		4,19	3,58	17	9,42	8,57	10
0,91	Resto del Mondo		0,86	0,66	30	1,77	1,62	9
13,90	Totale vendite gas ^(a)		10,75	9,01	19	24,65	21,13	17
3,4	Vendite di GNL		2,9	2,8	4	6,3	5,6	13
	Power							
5,32	Produzione termoelettrica	TWh	3,91	4,53	(14)	9,23	9,94	(7)

(a) Include vendite intercompany.

- Nel secondo trimestre 2026 le **vendite di gas naturale** di 10,75 mld di metri cubi sono in aumento del 19% rispetto al periodo di confronto. Le vendite in Italia sono aumentate del 25% rispetto al secondo trimestre 2025, mentre le vendite nel mercato europeo pari a 4,19 mld di metri cubi sono in aumento del 17% rispetto al periodo di confronto, a seguito delle maggiori vendite all'hub in Benelux, Francia e Germania/Austria. Nel secondo trimestre 2026, le vendite di GNL aumentano del 4% rispetto al periodo di confronto, principalmente grazie alle maggiori forniture dal Congo e dalla Nigeria. Nel primo semestre 2026, le vendite di gas naturale ammontano a 24,65 mld di metri cubi, in aumento del 17% rispetto al primo semestre 2025, principalmente a seguito dei maggior volumi commercializzati in Italia (+27% vs. primo semestre 2025) e nei mercati Europei, in particolare Benelux e Germania/Austria (+10% vs primo semestre 2025).
- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 3,91 TWh nel secondo trimestre 2026, in riduzione del 14% rispetto al periodo di confronto per effetto del minor tasso di utilizzo degli impianti a seguito di fermate per manutenzioni programmate (9,23 TWh nel primo semestre 2026, in riduzione del 7% per gli stessi driver del trimestre).

Risultati

I Trim. 2026		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
5.375	Ricavi della gestione caratteristica		4.058	3.444	18	9.433	9.034	4
327	Utile operativo proforma adjusted		503	387	30	830	860	(3)
315	GGP		468	321	46	783	631	24
9	di cui: società partecipate rilevanti		8	9	(11)	17	19	(11)
12	Power		35	66	(47)	47	229	(79)
(142)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		523	585	(11)	381	1.358	(72)
460	Esclusione special item		(28)	(207)		432	(517)	
318	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		495	378	31	813	841	(3)
324	Utile (perdita) ante imposte adjusted		497	382	30	821	852	(4)
204	Utile (perdita) netto adjusted		311	235	32	515	542	(5)
8	Investimenti tecnici		14	25	(44)	22	37	(41)

- Nel secondo trimestre 2026 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €468 mln in aumento del 46% rispetto al periodo di confronto beneficiando delle continue ottimizzazioni del portafoglio di asset e degli specifici benefici connessi alle rinegoziazioni e agli accordi. Nel primo semestre '26 l'utile operativo proforma adjusted di €783 mln ha riportato un aumento del 24% rispetto al primo semestre '25.
- Nel secondo trimestre 2026 il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €35 mln, in riduzione del 47%. Il confronto con lo stesso periodo '25 è influenzato dalla circostanza che i risultati del 2025 riflettevano gli effetti di un evento one-off. Nel primo semestre 2026, l'utile operativo proforma adjusted di €47 mln, evidenzia una riduzione di €182 mln rispetto al primo semestre 2025, per gli stessi driver del trimestre.

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

Sviluppi strategici

- A maggio, firmati tre accordi di lungo termine per l'acquisto di gas naturale liquefatto in Indonesia da sellers di GNL nell'ambito dei progetti South Hub e North Hub, entrambi operati da Searah, la nuova JV paritetica tra Eni e Petronas. Gli accordi a lungo termine riguardano volumi di GNL che saranno forniti attraverso gli impianti esistenti di Bontang e prevedono un volume complessivo di circa 2 MTPA che contribuiranno a diversificare e rafforzare ulteriormente il portafoglio globale integrato di Eni.
- A giugno, è stata acquistata capacità di rigassificazione presso il terminale di Ravenna pari a 2 mld di metri cubi/anno per una durata di 10 anni.
- A luglio, è stato firmato con Mercuria un accordo per la costituzione di una joint venture per la valorizzazione della catena di fornitura delle commodity energetiche nei mercati globali. La joint venture paritetica opererà in modo indipendente e deconsolidato, attraverso una struttura holding con hub di trading internazionali, garantendo una presenza operativa globale. Le attività includeranno la commercializzazione e il trading di commodity quali olio, biocarburanti, gas, GNL, nonché la gestione delle relative infrastrutture e diritti logistici.
- A luglio, conseguita la decisione finale d'investimento per lo sviluppo del progetto Cronos nell'offshore profondo di Cipro con l'obiettivo di portare sul mercato il primo gas nel 2028. Attraverso la commercializzazione del 50% dei volumi di GNL pari a 1,4 MTPA, Eni incrementerà il portafoglio di volumi contrattualizzati di GNL in linea con l'obiettivo strategico di superare 20 MTPA entro il 2030.

Transition Businesses

Enilive

I Trim. 2026			II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
Enilive								
1.515	Spread EU HVO UCO-based vs UCO (CIF)	\$/ton	1.732	852	103	1.623	777	109
750	Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		1.122	444	153	936	463	102
252	Lavorazioni bio	mgl ton	275	274		527	566	(7)
64	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	74	74		69	77	
4,69	Totale vendite Enilive	mln ton	5,24	5,38	(3)	9,93	10,66	(7)
1,89	Vendite rete		2,11	1,97	7	4,00	3,75	7
1,39	di cui: Italia		1,04	1,40	(26)	2,96	2,65	12
2,39	Vendite extrarete		2,47	2,83	(13)	4,86	5,71	(15)
1,65	di cui: Italia		1,74	2,09	(17)	3,39	4,36	(22)
0,41	Altre vendite		0,66	0,58	14	1,07	1,20	(11)

(a) Renewable Diesel.

- Nel secondo trimestre 2026 le **lavorazioni bio** di 0,28 mln di tonnellate, sostanzialmente in linea con il periodo di confronto, riflettono i maggiori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e Chalmette che hanno compensato i minori volumi lavorati presso Venezia a seguito della fermata programmata al fine di perfezionare la conversione in bioraffineria. Nel primo semestre '26 le lavorazioni bio sono in riduzione del 7% rispetto al semestre '25, a seguito della fermata produttiva della bioraffineria di Venezia.
- Nel secondo trimestre 2026 le **vendite rete** ammontano a 2,11 mln di tonnellate, in aumento del 7% rispetto al periodo di confronto, supportate dalla performance positiva registrata in Italia. Nel primo semestre 2026, le vendite rete ammontano a 4 mln di tonnellate, +7% rispetto al semestre di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2026 le **vendite extrarete** sono pari a 2,47 mln di tonnellate, in riduzione del 13% rispetto al 2025 a seguito dell'ottimizzazione del portafoglio in un contesto di mercato competitivo in Italia. In riduzione anche su base semestrale con 4,86 mln di tonnellate, -15% rispetto al semestre di confronto, per gli stessi driver del trimestre.

I Trim. 2026		II Trim.			I Sem.		
		2026	2025	var %	2026	2025	var %
(€ milioni)							
4.757	Ricavi della gestione caratteristica	6.917	4.779	45	11.674	9.536	22
217	EBITDA proforma adjusted	375	209	79	592	381	55
138	Utile operativo proforma adjusted	295	129	129	433	224	93
2	di cui: società partecipate rilevanti	28	(9)	..	30	(24)	225
183	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	192	53	262	375	174	116
(105)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	70	61		(35)	42	
58	Esclusione special item	5	24		63	32	
136	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	267	138	93	403	248	63
127	Utile (perdita) ante imposte adjusted	287	126	128	414	213	94
93	Utile (perdita) netto adjusted	208	76	174	301	141	113
165	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo	293	176	66	458	325	41
(1.004)	Indebitamento netto	(438)	(1.264)	65	(438)	(1.264)	65
63	Investimenti tecnici	56	68	(18)	119	101	18

- Nel secondo trimestre 2026, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €295 mln, più che raddoppiato rispetto allo stesso periodo del 2025 grazie principalmente al business della bioraffinazione sostenuto dal miglioramento dello scenario nonostante la fermata della bioraffineria di Venezia (€433 mln nel primo semestre '26 rispetto a €224 mln del primo semestre '25, +93%).
- L'EBITDA proforma adjusted di €375 mln è in aumento del 79% rispetto al secondo trimestre 2025 (€209 mln). Nel primo semestre '26 l'EBITDA proforma adjusted è stato di €592 mln, in aumento del 55% rispetto ai €381 mln del primo semestre '25.

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

Sviluppi strategici

- A maggio è stato completato un test con MSC Cruises sull'utilizzo del diesel HVO di Enilive, dimostrandone l'immediata impiegabilità nei motori navali, con prestazioni in linea con i combustibili fossili tradizionali, registrando riduzioni di emissioni.
- A luglio, Enilive, tramite la sua controllata Enilive Deutschland, ha firmato un accordo vincolante con Prax per l'acquisizione del 100% di OIL! Tankstellen, società operante nel settore della mobilità in Germania, Danimarca, Austria e Svizzera. Il perfezionamento dell'operazione è soggetto all'approvazione delle autorità competenti. L'acquisizione consentirà a Enilive di ampliare la propria rete europea di circa 320 stazioni di servizio, rafforzando la presenza in mercati strategici.
- A luglio, firmato un accordo con BMW Group per il rifornimento con HVO diesel delle flotte aziendali BMW in Italia.

Plenitude

I Trim. 2026			II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
Plenitude								
130	PUN Index GME	€/MWh	124	102	22	127	120	6
9,8	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,8	10,0	8	10,8	10,0	8
2,27	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	0,65	0,68	(5)	2,92	3,07	(5)
5,19	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	5,14	4,09	26	10,33	8,99	15
5,9	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	6,0	4,5	33	6,0	4,5	33
1,8	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	2,2	1,5	47	4,0	2,7	48
22,9	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	23,2	21,8	6	23,2	21,8	6

- Al 30 giugno 2026, i **clienti retail/business** sono pari a 10,8 mln di unità (gas ed energia elettrica), in aumento di 0,8 mln rispetto al 30 giugno 2025, beneficiando principalmente dell'acquisizione del portafoglio clienti di Acea Energia.
- Le **vendite retail e business gas a clienti finali** sono pari a 0,65 mld di metri cubi nel secondo trimestre 2026, in diminuzione del 5% rispetto al periodo di confronto. Nel primo semestre 2026 le vendite ammontano a 2,92 mld di metri cubi in calo del 5% vs. primo semestre 2025, principalmente all'estero a seguito della riduzione dei consumi medi.
- Le **vendite retail e business energia elettrica a clienti finali** sono pari a 5,14 TWh nel secondo trimestre 2026, in aumento del 26% rispetto al secondo trimestre 2025 a seguito delle maggiori vendite in Italia. Nel primo semestre 2026, le vendite di 10,33 TWh (+15%) beneficiano dell'incremento della base clienti nel segmento business in Italia a seguito della

sopramenzionata acquisizione di Acea Energia e dell'incremento dei consumi medi di energia elettrica.

- Al 30 giugno 2026, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 6 GW, in aumento di 1,5 GW rispetto al 30 giugno 2025 e riflette lo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Regno Unito, Grecia, Italia e Kazakistan, nonché le acquisizioni in Francia e negli Stati Uniti.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 2,2 TWh nel secondo trimestre 2026, in aumento del 47% rispetto al secondo trimestre 2025 principalmente grazie all'incremento della capacità in Francia e allo sviluppo dei progetti organici in Spagna (4 TWh nel primo semestre '26, in aumento del 48% rispetto al primo semestre '25).
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 giugno 2026 sono pari a 23,2 mila unità, in aumento del 6% rispetto alle 21,8 mila unità al 30 giugno 2025, grazie allo sviluppo della rete, principalmente in Italia, Francia e Germania.

I Trim. 2026		II Trim. 2026 2025 var %			I Sem. 2026 2025 var %		
		(€ milioni)					
3.230	Ricavi della gestione caratteristica	2.075	1.885	10	5.305	5.603	(5)
308	EBITDA proforma adjusted	233	256	(9)	541	614	(12)
213	Utile operativo proforma adjusted	226	133	70	439	374	17
774	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	52	30	..	826	64	..
(574)	Esclusione special item	147	94		(427)	302	
200	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	199	124	60	399	366	9
204	Utile (perdita) ante imposte adjusted	189	107	77	393	336	17
134	Utile (perdita) netto adjusted	130	68	91	264	223	18
248	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo	154	217	(29)	402	580	(31)
2.810	Indebitamento netto ^(a)	3.274	2.061	59	3.274	2.061	59
101	Investimenti tecnici	118	196	(40)	219	340	(36)

(a) Di cui €3,0 mld verso il Gruppo Eni al 30 giugno 2026.

- Nel secondo trimestre 2026, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €226 mln, in aumento del 70% rispetto allo stesso periodo di confronto a seguito dell'aumento dei volumi delle rinnovabili e della sospensione degli ammortamenti in relazione al processo di deconsolidamento in corso. Nel primo semestre '26 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €439 mln, in aumento del 17% rispetto a €374 mln nel periodo di confronto.
- Nel secondo trimestre '26, il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €233 mln, in riduzione del 9% rispetto al secondo trimestre 2025 (nel semestre €541 mln, -12% rispetto a €614 mln del periodo di confronto).

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

Sviluppi strategici

- Ad aprile, Plenitude ha completato l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Acea Energia S.p.A. e del 50% del capitale sociale di Umbria Energy S.p.A.
- A maggio, Plenitude, attraverso la sua controllata Plenitude On The Road, ha continuato il piano di sviluppo della rete di ricarica con l'installazione di nuove infrastrutture presso i punti vendita ALDI su tutto il territorio italiano, con l'installazione di punti di ricarica supportati da diverse tecnologie in oltre 100 punti vendita ALDI.
- A giugno, nell'ambito dello sviluppo del progetto fotovoltaico Renopool in Spagna, il più grande parco solare costruito dalla Società a livello mondiale con una capacità installata totale di 330 MW, è stata avviata la produzione del secondo impianto da 200 MW.
- A giugno, Plenitude ha firmato un Power Purchase Agreement della durata di 15 anni con STAT, azienda specializzata nella progettazione e produzione di componenti per il settore automotive. Plenitude realizzerà un nuovo impianto fotovoltaico da 890 KWp che alimenterà gli stabilimenti di STAT.
- A giugno, Plenitude ha avviato in Spagna l'impianto solare di Villarino, con una capacità installata di 220 MW e con una stima di produzione annua superiore a 400 GWh.
- A luglio, Plenitude ha raggiunto la prima produzione di elettricità per uso industriale in Kazakistan dalla centrale a gas da 120 MW. Questo traguardo rappresenta un importante passo avanti nello sviluppo della prima centrale ibrida su larga scala del Kazakistan, che integra produzione da fonte solare, gas e, in futuro, eolica.

Refining, Chimica e Sites in transformation

Produzioni e vendite

I Trim. 2026			II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
	Refining							
10,1	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	\$/barile	8,3	4,8	74	9,1	4,3	..
2,78	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,37	3,73	(10)	6,14	7,07	(13)
2,23	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		1,73	2,67	(35)	3,96	5,17	(23)
5,01	Totale lavorazioni in conto proprio		5,10	6,40	(20)	10,10	12,24	(17)
66	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	74	84		70	79	
	Chimica							
0,65	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,61	0,72	(15)	1,26	1,52	(17)
58	Tasso utilizzo impianti	%	57	47	21	58	51	14

(a) A seguito della volatilità e delle dislocazioni del mercato, il margine di raffinazione SERM è stato calcolato tenendo conto di tali fattori. Il margine relativo al primo trimestre 2026 è stato conseguentemente riesposto.

Refining

- Nel secondo trimestre 2026 il **margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 8,3 \$/barile, rispetto a 4,8 \$/barile nel secondo 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 (9,1 \$/barile nel primo semestre 2026, in aumento rispetto a 4,3 \$/barile nel primo semestre 2025).
- Nel secondo trimestre 2026 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,37 mln di tonnellate, sono in riduzione del 10% rispetto al secondo trimestre 2025, per effetto principalmente dei minori volumi lavorati presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo, a seguito delle fermate per manutenzioni programmate, parzialmente compensati dai maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Taranto per la maggiore disponibilità degli impianti. Nel primo semestre, le lavorazioni di 6,14 mln di tonnellate sono diminuite del 13% per effetto degli stessi driver del trimestre. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono diminuite del 35% rispetto al secondo trimestre 2025 per effetto di minori volumi processati a seguito dell'indisponibilità di prodotti a causa della chiusura dello Stretto di Hormuz. Nel primo semestre le lavorazioni sono diminuite del 23% per effetto degli stessi driver del trimestre.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel secondo trimestre 2026 sono pari a 0,61 mln di tonnellate, in riduzione del 15% rispetto al periodo di confronto a seguito della minore produzione, in particolare di polimeri, a causa della chiusura dei siti di Brindisi e Priolo in fase di ristrutturazione, e della debole domanda. Nel primo semestre '26 le vendite sono pari a 1,26 mln di tonnellate, -17% rispetto al semestre 2025.
- 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

I Trim. 2026		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2026	2025	var %	2026	2025	var %
4.112	Ricavi della gestione caratteristica		6.441	4.533	42	10.553	9.465	11
(260)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted		(40)	(193)	79	(300)	(527)	43
(14)	Refining ^(a)		80	(9)	..	66	(100)	..
20	di cui: società partecipate rilevanti		3	20	(85)	23	29	(21)
(158)	Chimica		(65)	(184)	65	(223)	(427)	48
(88)	Sites in transformation		(55)			(143)		
(173)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(129)	(843)	85	(302)	(1.302)	77
(404)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(151)	396		(555)	427	
297	Esclusione special item		237	234		534	319	
(280)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		(43)	(213)	80	(323)	(556)	42
(259)	Utile (perdita) ante imposte adjusted		(63)	(207)	70	(322)	(550)	41
(229)	Utile (perdita) netto adjusted		(87)	(197)	56	(316)	(507)	38
158	Investimenti tecnici		282	175	61	440	288	53

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

- Nel secondo trimestre 2026, il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R>, ha conseguito un utile operativo proforma adjusted pari a €80 mln, in miglioramento rispetto alla perdita di €9 mln del secondo trimestre 2025, nonostante lo scenario favorevole dei margini di raffinazione sia stato parzialmente compensato dall'aumento dei costi dei noli e dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri, che ha penalizzato i margini nei cicli complessi, nonché dalle minori lavorazioni. Nel primo semestre 2026, il business ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €66 mln, tornando in utile rispetto alla perdita di €100 mln registrata nel periodo di confronto.
- Nel secondo trimestre 2026, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €65 mln, in significativo miglioramento rispetto alla perdita di €184 mln del secondo trimestre 2025, per effetto dei benefici del piano di ristrutturazione e delle chiusure effettuate nell'esercizio precedente, nonché del temporaneo miglioramento dei margini in alcuni segmenti, in particolare nel polietilene, favorito dalle interruzioni nella fornitura di prodotti legate alla crisi in Medio Oriente. Il quadro generale del settore della chimica rimane depresso, a seguito del rapido incremento dei costi delle materie prime petrolifere e dei costi di gestione degli impianti, che non sono stati riflessi nei prezzi di vendita delle plastiche di base a causa della debolezza della domanda e della pressione competitiva esercitata da operatori con strutture di costo più efficienti. Il margine del polietilene è tornato in territorio negativo a luglio, riflettendo il permanere di fondamentali di mercato deboli. Nel primo semestre 2026, la perdita proforma adjusted di €223 mln, in miglioramento di circa il 50% rispetto alla perdita di €427 mln nel primo semestre 2025.
- Nel secondo 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. Nel primo semestre 2026, la perdita proforma adjusted è stata di €143 mln.

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

Sviluppi strategici

- A maggio, Eni Industrial Evolution e FIB (gruppo Seri Industrial) hanno raggiunto un'intesa per lo sviluppo di una filiera industriale integrata nel settore delle batterie al litio ferro fosfato. L'iniziativa prevede una piattaforma industriale integrata che comprende la produzione di celle e moduli, l'assemblaggio di sistemi per accumulo stazionario e mobilità elettrica e, in prospettiva, l'attività di riciclo e produzione di materia attiva catodica. Nell'ambito dell'intesa EIE ha acquisito una partecipazione del 30% in una nuova società costituita da FIB (da quest'ultima partecipata al 70%), che sarà dedicata allo sviluppo commerciale del progetto nonché alle attività di approvvigionamento e progettazione. A luglio 2026 sono stati avviati presso l'hub di Brindisi i lavori di costruzione di un impianto per la produzione di celle/moduli al litio ferro fosfato destinati principalmente ai sistemi di accumulo utility scale (BESS) presso lo stesso sito.

Risultati di sostenibilità e altri sviluppi

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

- A maggio, Eni ha finalizzato l'acquisizione della partecipazione dell'11,6% in Nouveau Monde Graphite ("NMG"), società canadese attiva nel settore della grafite naturale e dei materiali avanzati per batterie. L'operazione consente a Eni di entrare nella catena del valore dei minerali critici, in linea con la strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e di rafforzamento nel settore dei materiali per batterie in vista del progetto per un sito di produzione di batterie al litio stazionarie a Brindisi.
- A maggio, Eni Rovuma Basin, per conto dei partner dell'Area 4, ha firmato due Memorandum d'Intesa con il Ministero della Salute del Mozambico per il miglioramento delle strutture ospedaliere nelle province di Cabo Delgado e Maputo, contribuendo al rafforzamento del sistema sanitario nazionale e alla promozione di un accesso più equo a servizi sanitari di qualità.
- A maggio, Eni CCUS Holding ha ampliato le fonti finanziarie per la propria piattaforma di progetti di Carbon Capture & Storage (CCS) assicurandosi una linea di finanziamento superiore a 500 mln di sterline, concessa da un pool di 13 istituti di credito internazionali.
- A giugno, è stato inaugurato a Ravenna con Hera il Comparto Ambientale dell'area riqualificata di Ca' Ponticelle che contribuirà a ridurre la strutturale carenza di impianti per la gestione dei rifiuti speciali in Italia e a massimizzare il recupero di materia, riducendo il ricorso alle discariche.
- A giugno, in relazione a progetti in Ghana, è stata firmata una lettera di intenti con l'Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo con l'intento di identificare e valutare iniziative in aree di cooperazione di comune interesse.
- Nel corso del primo semestre 2026, nell'ambito del Clean Cooking Program, Eni ha ampliato in modo significativo l'accesso a soluzioni di cottura più efficienti in Africa, raggiungendo 1 milione di persone in Mozambico attraverso la distribuzione di oltre 200.000 fornelli e inaugurando a Luanda (Angola) un nuovo centro di produzione. Il programma contribuisce a ridurre il consumo di combustibile, la pressione sulle risorse naturali e a migliorare le condizioni di salute. Inoltre, in Angola, Eni ha annunciato l'avvio di un progetto di agricoltura sostenibile e di ripristino degli ecosistemi degradati nella provincia di Moxico, al fine di promuovere pratiche agricole sostenibili e interventi di ricostituzione degli ecosistemi forestali.
- A giugno, è stato firmato un accordo con Fincantieri per la valorizzazione e diffusione della tecnologia proprietaria Clean Sea, un sistema robotico subacqueo avanzato per il monitoraggio degli ecosistemi marini e l'ispezione delle infrastrutture offshore, finalizzato a garantire l'integrità degli asset. Tale tecnologia prevede applicazioni nei progetti offshore e nel Carbon Capture and Storage (CCS) in ambiente marino.
- A giugno, Eni ha annunciato l'avvio del nuovo sistema di calcolo HPC7 (High Performance Computing - HPC) che con una capacità di oltre 861 Pflops/s si posiziona al 6° posto assoluto della nuova classifica mondiale TOP500, secondo supercomputer in Europa, e confermandosi il più potente High Performance Computer al mondo ad uso industriale.
- A giugno, il titolo Eni è stato confermato per il ventesimo anno consecutivo nell'indice FTSE4Good Developed.
- A luglio, Eni e UKAEA (United Kingdom Atomic Energy Authority) hanno costituito RH30VA, una joint venture che unisce le competenze tecniche e industriali di entrambi i partner per fornire consulenza specialistica e servizi operativi all'industria della fusione.
- A luglio, è stato firmato l'accordo per l'acquisto di una partecipazione del 25% in Black Giant SpA, società cilena di EnergyX, titolare di un progetto di sviluppo del litio nel Cile settentrionale con applicazione di una tecnologia innovativa a minore impatto ambientale rispetto alle tradizionali tecniche di estrazione.

Risultati di Gruppo

I Trim. 2026		II Trim.			I Sem.		
		2026	2025	var %	2026	2025	var %
(€ milioni)							
22.962	Ricavi della gestione caratteristica	24.375	18.767	30	47.337	41.332	15
2.173	Utile (perdita) operativo	1.898	1.162	63	4.071	3.490	17
(434)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(151)	372	..	(585)	358	..
679	Esclusione special item ^(a)	1.769	355	..	2.448	641	..
2.418	Utile (perdita) operativo adjusted	3.516	1.889	86	5.934	4.489	32
1.118	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	1.859	792	135	2.977	1.873	59
3.536	Utile operativo proforma adjusted	5.375	2.681	100	8.911	6.362	40
3.357	E&P	4.769	2.422	97	8.126	5.730	42
327	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power	503	387	30	830	860	(3)
351	Transition Businesses	521	262	99	872	598	46
(260)	Refining, Chimica e Sites in transformation	(40)	(193)	79	(300)	(527)	43
(239)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(378)	(197)	..	(617)	(299)	..
2.378	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.857	2.200	75	6.235	4.949	26
1.375	Utile (perdita) netto adjusted	2.434	1.175	107	3.809	2.628	45
1.279	Utile (perdita) netto	3.376	561	..	4.655	1.756	..
1.071	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	3.319	543	..	4.390	1.715	..
(278)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(120)	256	..	(398)	246	..
509	Esclusione special item ^(a)	(866)	335	..	(357)	585	..
1.302	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.333	1.134	106	3.635	2.546	43

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

- Nel secondo trimestre 2026 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €5,38 mld, il doppio rispetto al trimestre di confronto, beneficiando della solida performance dei settori E&P, GGP e dei satelliti della transizione. Tale incremento riflette il miglioramento dei prezzi di realizzo in dollari delle produzioni equity, più elevati margini dei biocarburanti, positivi effetti volume/mix, i benefici del piano di trasformazione della chimica nonché altre efficienze di costo.
- Nel secondo trimestre 2026 l'**utile ante imposte adjusted** di €3,86 mld aumenta del 75% rispetto al trimestre di confronto in linea con il trend dell'utile operativo adjusted di Gruppo e dei maggiori profitti delle società valutate al patrimonio netto, in parte compensati dall'aumento degli oneri finanziari. Nel primo semestre '26 il Gruppo ha conseguito un utile ante imposte adjusted di €6,24 mld, in aumento del 26% rispetto al primo semestre '25.
- Nel secondo trimestre 2026 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €2,33 mld, più che raddoppiato rispetto al trimestre 2025, tenendo conto della riduzione del tax rate adjusted di Gruppo al 37% 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. Nel primo semestre '26 l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è pari a €3,64 mld, in aumento del 43% rispetto al primo semestre '25.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2026	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2026	2025	var. ass.	2026	2025	var. ass.
1.279	Utile (perdita) netto	3.376	561	2.815	4.655	1.756	2.899
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.636	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	140	1.716	(1.576)	1.776	3.558	(1.782)
(5)	- plusvalenze nette su cessioni di attività		(6)	6	(5)	(6)	1
1.161	- dividendi, interessi e imposte	1.539	950	589	2.700	2.384	316
(1.785)	Variazione del capitale di esercizio	269	1.176	(907)	(1.516)	192	(1.708)
290	Dividendi incassati da partecipate	578	512	66	868	879	(11)
(855)	Imposte pagate	(1.196)	(1.058)	(138)	(2.051)	(2.230)	179
(294)	Interessi (pagati) incassati	(436)	(334)	(102)	(730)	(631)	(99)
1.427	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.270	3.517	753	5.697	5.902	(205)
(1.967)	Investimenti tecnici	(2.041)	(1.954)	(87)	(4.008)	(3.773)	(235)
(65)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(735)	(100)	(635)	(800)	(351)	(449)
10	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	(281)	83	(364)	(271)	84	(355)
15	Altre variazioni relative all'attività di investimento	240	(275)	515	255	(175)	430
(580)	Free cash flow	1.453	1.271	182	873	1.687	(814)
(839)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	9	10	(1)	(830)	(190)	(640)
2.356	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	104	(317)	421	2.460	(1.324)	3.784
(342)	Rimborso di passività per beni in leasing	(327)	(300)	(27)	(669)	(675)	6
(1.075)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.452)	(458)	(994)	(2.527)	1.564	(4.091)
960	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(156)	(65)	(91)	804	126	678
15	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	8	(121)	129	23	(204)	227
495	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(361)	20	(381)	134	984	(850)
2.878	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.469	2.775	1.694	7.347	6.189	1.158

I Trim. 2026	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2026	2025	var. ass.	2026	2025	var. ass.
(580)	Free cash flow	1.453	1.271	182	873	1.687	(814)
(342)	Rimborso di passività per beni in leasing	(327)	(300)	(27)	(669)	(675)	6
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(9)		(9)	(9)		(9)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(238)		(238)	(238)		(238)
(284)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	307	(312)	619	23	(725)	748
(1.075)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.452)	(458)	(994)	(2.527)	1.564	(4.091)
960	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(156)	(65)	(91)	804	126	678
(1.321)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(422)	136	(558)	(1.743)	1.977	(3.720)
342	Rimborsi lease liability	327	300	27	669	675	(6)
(269)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(141)	193	(334)	(410)	70	(480)
(1.248)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(236)	629	(865)	(1.484)	2.722	(4.206)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2026 pari a €5.697 mln, include €868 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate. L'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €0,2 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 €7.347 mln nel primo semestre 2026 (€4.469 mln nel secondo trimestre 2026), al netto delle seguenti componenti:

- l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti;
- la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini;
- il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza;
- lo stanziamento di un provento per un conguaglio post fusione e altre rettifiche minori.

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.

I Trim. 2026		II Trim. 2026			I Sem. 2026		
(€ milioni)		2026	2025	var. ass.	2026	2025	var. ass.
1.427	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.270	3.517	753	5.697	5.902	(205)
1.785	Variazione del capitale di esercizio	(269)	(1.176)	907	1.516	(192)	1.708
195	Esclusione derivati su commodity	(123)	(28)	(95)	72	(279)	351
(434)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(151)	372	(523)	(585)	358	(943)
2.973	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	3.727	2.685	1.042	6.700	5.789	911
(95)	(Proventi) oneri straordinari e altre variazioni	742	90	652	647	400	247
2.878	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	4.469	2.775	1.694	7.347	6.189	1.158

I **capex organici** di €3,7 mld nel primo semestre 2026 registrano una riduzione del 5% rispetto al primo semestre 2025 ed escludono la quota di capex rimborsata o che sarà oggetto di rimborso al closing delle dismissioni di attività definite o in corso, riclassificata nella voce "altre variazioni relative all'attività di investimento" o nelle dismissioni del periodo. I capex organici escludono inoltre la quota di investimenti di competenza di joint operator sanzionati, ai quali Eni è subentrato nei diritti e nelle obbligazioni quali il finanziamento dei costi di sviluppo.

L'incremento nel primo semestre 2026 dell'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** è pari a circa €1,74 mld. I principali movimenti in entrata sono il flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €7,35 mld e l'emissione di un bond ibrido pari a €0,99 mld. Tali flussi hanno finanziato i capex organici di €3,71 mld, i fabbisogni del circolante (€1,52 mld), il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e l'acquisto di azioni proprie di €2,53 mld (€1,6 mld di pagamento dividendo e €0,9 mld relativi al riacquisto di azioni), le acquisizioni di imprese consolidate e altre attività di portafoglio (€1 mld), il pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,85 mld).

Eni, a seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 6 maggio 2026, ha avviato il programma 2026 di acquisto di azioni proprie, con scadenza aprile 2027. Alla data del 17 luglio 2026, sono state acquistate circa 39 mln di azioni con un esborso di €860 mln.

Stato patrimoniale riclassificato

	31 Dic. 2025	30 Giu. 2026	Var. ass.
(€ milioni)			
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	50.536	49.165	(1.371)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.184	4.948	(236)
Attività immateriali	6.022	1.532	(4.490)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.187	1.655	468
Partecipazioni	14.484	19.170	4.686
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	974	997	23
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.337)	(1.372)	(35)
	77.050	76.095	(955)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.143	6.407	1.264
Crediti commerciali	8.986	9.044	58
Debiti commerciali	(13.901)	(14.863)	(962)
Attività (passività) tributarie nette	1.506	757	(749)
Fondi per rischi e oneri	(14.580)	(13.887)	693
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.572)	(1.183)	389
	(14.418)	(13.725)	693
Fondi per benefici ai dipendenti	(596)	(559)	37
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	5.979	11.831	5.852
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.015	73.642	5.627
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.940	52.001	4.061
Interessenze di terzi	4.847	4.929	82
Patrimonio netto	52.787	56.930	4.143
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.528	11.271	1.743
Passività per beni leasing	5.700	5.441	(259)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.228	16.712	1.484
COPERTURE	68.015	73.642	5.627
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,17	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,23	

Al 30 giugno 2026 il **capitale immobilizzato** (€76,1 mld) è diminuito di circa €1 mld rispetto al 31 dicembre 2025 principalmente per effetto della riclassifica a discontinued operations del gruppo Plenitude a seguito dell'annunciata operazione di riassetto partecipativo e nuova governance che comporterà la cessione del controllo. Tale variazione è stata parzialmente compensata dall'effetto netto della rilevazione iniziale della partecipazione nella nuova JV Searah, superiore ai valori contabili degli asset conferiti alla joint venture a fronte dell'acquisizione di una partecipazione del 50%. Gli investimenti del periodo sono stati compensati dagli ammortamenti/svalutazioni. Le differenze cambio hanno segno positivo di €1,7 mld (al 30 giugno 2026, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,139 rispetto al cambio di 1,176 al 31 dicembre 2025, -3%), comportando un aumento del valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari.

Il **capitale di esercizio netto** si attesta a circa €13,7 mld. L'incremento del valore delle rimanenze, determinato dall'applicazione del costo medio ponderato degli approvvigionamenti in uno scenario di più elevati prezzi delle commodity e la variazione del fondo rischi ed oneri, sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei debiti commerciali.

Le **discontinued operations e attività destinate alla vendita** includono oltre a Plenitude (€9,6 mld), altri asset del settore upstream (€2,2 mld). Per effetto della cessazione del processo di disinvestimento, la partecipazione del 25% nel progetto Congo LNG, precedentemente rilevata tra le attività destinate alla vendita, è stata riclassificata tra le attività in uso continuativo. A seguito di tale variazione, l'asset è stato riesposto al valore di libro originario alla data di riclassifica, rilevando una ripresa di valore netta di circa €0,29 mld.

Il **patrimonio netto degli azionisti Eni** (€52 mld) è aumentato di €4,1 mld rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto dell'utile netto del periodo (€4,4 mld), differenze cambio positive (€1,5 mld), parzialmente compensate dalla remunerazione degli azionisti di circa €2,4 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie).

Le **interessenze di terzi** di €4,9 mld al 30 giugno 2026 includono: i) la partecipazione di minoranza del socio KKR nel capitale sociale di Enilive (€0,8 mld) e la partecipazione di minoranza del fondo EIP e Ares in Plenitude (€1,9 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**² ante lease liability al 30 giugno 2026 è pari a €11,3 mld, in aumento di circa €1,7 mld rispetto al 31 dicembre 2025. Il **gearing**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto, entrambi ante lease liabilities – si attesta al 17% al 30 giugno 2026; ovvero 10% 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 €2.448 mln nel primo semestre 2026 (€1.769 mln nel secondo trimestre 2026) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.757 mln nel primo semestre 2026 (oneri netti di €1.325 mln nel secondo trimestre 2026) relativi principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas per effetto della revisione delle priorità nell'allocazione degli investimenti dalle fasi future di recupero del potenziale residuo di giacimenti maturi a beneficio dello sviluppo dei progetti core del portafoglio, coerentemente con la strategia, nonché per effetto della revisione delle riserve (€1.203 mln e €1.104 mln nel semestre e nel secondo trimestre 2026 rispettivamente); svalutazione di crediti (€92 mln) e oneri ambientali (€15 mln e €16 mln rispettivamente nel primo semestre '26 e nel secondo trimestre 2026);
- **GGP e Power:** oneri netti di €432 mln nel primo semestre 2026 (proventi netti di €28 mln nel secondo trimestre 2026) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o per i quali non è prevista la own use exemption (onere di €314 mln e provento di €95 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2026). La riclassificazione del saldo positivo di €152 mln nel primo semestre 2026 (€65 mln nel secondo 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 €364 mln (oneri netti di €152 mln nel secondo trimestre 2026) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €409 mln e un onere di €136 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2026);
- **Refining, Chimica e Sites in transformation:** oneri netti di €534 mln (€237 mln nel secondo 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 (€162 mln e €94 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2026), e alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€178 mln e €15 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2026), nonché accantonamenti ambientali di €90 mln (€66 mln nel secondo trimestre 2026).

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 25.

³ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione Indicatori Alternativi di Performance alle pag. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, criteri di presentazione e disclaimer

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

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo trimestre e primo semestre 2026 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2025 e primo trimestre 2026). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 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. La relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2026 redatta ai sensi dell'art. 154-ter del TUF soggetta a limited review sarà pubblicata nella prima settimana d'agosto.

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 30 giugno 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 stand-alone; 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 secondo trimestre e del primo semestre 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 consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrescimento discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Utile operativo proforma adjusted

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante. In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi. Il gearing ex-IFRS 16 è calcolato al netto delle lease liability e right-of-use assets al numeratore e al denominatore, rispettivamente. Su base proforma il gearing è calcolato al netto delle operazioni di portafoglio.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

Il trimestre 2026

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

(€ milioni)

Il trimestre 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enliva	Plentide	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Plentide	Elisioni infragruppo	TOTALE	
Utile (perdita) operativo	1.495	585	53	30	(843)	(261)	103	1.162	(30)	(652)	(682)	480
Esclusione (utile) perdita di magazzino			61		396		(85)	372				372
Esclusione special item:												
oneri ambientali (recupero costi da terzi)			6		102	55		163				163
svalutazioni (riprese di valore) nette	214		6		99	4		323				323
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)				(3)			(6)				(6)
accantonamenti a fondo rischi					16	1		17				17
oneri per incentivazione all'esodo	4				4	5		13				13
derivati su commodity	(27)	(99)	1	84	13			(28)	(84)	83	(1)	(29)
differenze e derivati su cambi	(9)	(196)			6	1		(198)				(198)
altro	(15)	88	11	10	(3)	(20)		71	(10)		(10)	61
Special item dell'utile (perdita) operativo	164	(207)	24	94	234	46		355	(94)	83	(11)	344
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.659	378	138	124	(213)	(215)	18	1.889	(124)	(569)	(693)	1.196
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	763	9	(9)	9	20			792	(9)		(9)	783
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.422	387	129	133	(193)	(215)	18	2.681	(133)	(569)	(702)	1.979
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	131	(4)	(2)	(10)	(5)	32		142	10	47	57	199
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(192)	2	(1)	(15)	(21)			(227)	15		15	(212)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(404)	(3)		(1)	12			(396)	1		1	(395)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	167	8	(10)	(7)	11			169	7		7	176
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	1.957	382	126	107	(207)	(183)	18	2.200	(107)	(522)	(629)	1.571
Imposte sul reddito (i)	(898)	(147)	(50)	(39)	10	103	(4)	(1.025)	39	(2)	37	(988)
Tax rate (%)								46,6				
Utile (perdita) netto adjusted (l)=(h)+(i)	1.059	235	76	68	(197)	(80)	14	1.175	(68)	(524)	(592)	583
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								41			(60)	(19)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.134			(532)	602
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								543			(545)	(2)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								256				256
Esclusione special item								335			13	348
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								1.134			(532)	602

(€ milioni)

I semestre 2026

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plentitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Plentitude	Elisioni infragruppo	TOTALE	
Utile (perdita) operativo	3.502	381	375	826	(302)	(615)	(96)	4.071	(826)	(1.363)	(2.189)	1.882
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(35)		(555)		5	(585)				(585)
Esclusione special item:												
oneri ambientali	15		48		90	(10)		143				143
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.203		11		187	73		1.474				1.474
plusvalenze nette su cessione di asset	(5)							(5)				(5)
accantonamenti a fondo rischi	11		1		1	6		19				19
oneri per incentivazione all'esodo	9	1	1	2	12	7		32	(2)		(2)	30
derivati su commodity	(11)	314	14	(423)	178			72	423	(425)	(2)	70
differenze e derivati su cambi	27	152	(2)		16			193				193
altro	508	(35)	(10)	(6)	50	13		520	6		6	526
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.757	432	63	(427)	534	89		2.448	427	(425)	2	2.450
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	5.259	813	403	399	(323)	(526)	(91)	5.934	(399)	(1.788)	(2.187)	3.747
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	2.867	17	30	40	23			2.977	(40)		(40)	2.937
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	8.126	830	433	439	(300)	(526)	(91)	8.911	(439)	(1.788)	(2.227)	6.684
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(183)	(9)	(14)	(2)	5	(321)		(524)	2	(12)	(10)	(534)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(449)	6	(5)	(39)	(31)			(518)	39		39	(479)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.627)	(6)		(5)	4			(1.634)	5		5	####
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	791	17	25	(4)	(4)			825	4		4	829
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	5.867	821	414	393	(322)	(847)	(91)	6.235	(393)	(1.800)	(2.193)	4.042
Imposte sul reddito (i)	(2.138)	(306)	(113)	(129)	6	224	30	(2.426)	129	(11)	118	####
Tax rate (%)								38,9				57,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	3.729	515	301	264	(316)	(623)	(61)	3.809	(264)	(1.811)	(2.075)	1.734
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								174			(626)	(452)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.635			(1.449)	2.186
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								4.390			(1.367)	3.023
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(398)				(398)
Esclusione special item								(357)			(82)	(439)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.635			(1.449)	2.186

(€ milioni)

I semestre 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plentitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Plentitude	Elisioni infragruppo	TOTALE	
Utile (perdita) operativo	3.446	1.358	174	64	(1.302)	(539)	289	3.490	(64)	(2.375)	(2.439)	1.051
Esclusione (utile) perdita di magazzino			42		427		(111)	358				358
Esclusione special item:												
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(2)		22		117	55		192				192
svalutazioni (riprese di valore) nette	469		5		159	8		641				641
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)				(3)			(6)				(6)
accantonamenti a fondo rischi					16	1		17				17
oneri per incentivazione all'esodo	9		1		7	17		34				34
derivati su commodity	(19)	(342)	1	292	15			(53)	(292)	290	(2)	(55)
differenze e derivati su cambi	15	(297)	(1)		3	1		(279)				(279)
altro	(26)	122	4	10	5	(20)		95	(10)		(10)	85
Special item dell'utile (perdita) operativo	443	(517)	32	302	319	62		641	(302)	290	(12)	629
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	3.889	841	248	366	(556)	(477)	178	4.489	(366)	(2.085)	(2.451)	2.038
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.841	19	(24)	8	29			1.873	(8)		(8)	1.865
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	5.730	860	224	374	(527)	(477)	178	6.362	(374)	(2.085)	(2.459)	3.903
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	29	(9)	(8)	(13)	(5)	(16)		(22)	13	71	84	62
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(322)	5	(3)	(24)	(41)			(385)	24		24	(361)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.024)	(4)		(1)	23			(1.006)	1		1	(1.005)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	495	20	(27)	(17)	11			482	17		17	499
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	4.413	852	213	336	(550)	(493)	178	4.949	(336)	(2.014)	(2.350)	2.599
Imposte sul reddito (i)	(2.041)	(310)	(72)	(113)	43	222	(50)	(2.321)	113	(7)	106	(2.215)
Tax rate (%)								46,9				
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	2.372	542	141	223	(507)	(271)	128	2.628	(223)	(2.021)	(2.244)	384
di cui:												
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi								82			(187)	(105)
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								2.546			(2.057)	489
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								1.715			(2.121)	(406)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								246				246
Esclusione special item								585			64	649
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								2.546			(2.057)	489

(€ milioni)

I Trimestre 2026

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Plentitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Plentitude	Elisloni 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)
accantonamenti a fondo rischi												
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			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

Analisi degli special item

I Trim. 2026		(€ milioni)	II Trim. 2026		I Sem. 2026	
			2026	2025	2026	2025
40	Oneri ambientali		103	163	143	192
187	Svalutazioni (riprese di valore) nette		1.287	323	1.474	641
(5)	Plusvalenze nette su cessione di asset			(6)	(5)	(6)
	Accantonamenti a fondo rischi		19	17	19	17
16	Oneri per incentivazione all'esodo		16	13	32	34
195	Derivati su commodity		(123)	(28)	72	(53)
123	Differenze e derivati su cambi		70	(198)	193	(279)
123	Altro		397	71	520	95
679	Special item dell'utile (perdita) operativo		1.769	355	2.448	641
(126)	Oneri (proventi) finanziari		(75)	190	(201)	269
	di cui:					
(123)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(70)	198	(193)	279
(52)	Oneri (proventi) su partecipazioni		(2.384)	(122)	(2.436)	(154)
	di cui:					
	- plusvalenza netta su business combination		(2.088)		(2.088)	
(105)	Imposte sul reddito		(146)	(75)	(251)	(140)
396	Totale special item dell'utile (perdita) netto		(836)	348	(440)	616
	di competenza:					
509	- azionisti Eni		(866)	335	(357)	585
(113)	- interessenze di terzi		30	13	(83)	31

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

I Trim. 2026		II Trim. 2026			I Sem. 2026		
(€ milioni)		2026	2025	var %	2026	2025	var %
2.283	Utile operativo adjusted E&P	2.976	1.659	79	5.259	3.889	35
1.074	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	1.793	763	..	2.867	1.841	56
3.357	Utile operativo proforma adjusted E&P	4.769	2.422	97	8.126	5.730	42
318	Utile operativo adjusted GGP e Power	495	378	31	813	841	(3)
9	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	8	9	(11)	17	19	(11)
327	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	503	387	30	830	860	(3)
336	Utile operativo adjusted Transition Businesses	466	262	78	802	614	31
15	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	55	..	..	70	(16)	..
351	Utile operativo proforma adjusted Transition Businesses	521	262	99	872	598	46
(280)	Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	(43)	(213)	80	(323)	(556)	42
20	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	3	20	(85)	23	29	(21)
(260)	Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	(40)	(193)	79	(300)	(527)	43
(296)	Utile operativo adjusted altri settori	(230)	(215)	(7)	(526)	(477)	(10)
57	Effetto eliminazione utili interni	(148)	18	..	(91)	178	..
3.536	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo ^(a)	5.375	2.681	..	8.911	6.362	40

Analisi delle principali voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
13.738	Exploration & Production	16.579	11.881	40	30.317	24.942	22
5.375	Global Gas & LNG Portfolio e Power	4.058	3.444	18	9.433	9.034	4
4.757	Enilive	6.917	4.779	45	11.674	9.536	22
4.112	Refining, Chimica e Sites in transformation	6.441	4.533	42	10.553	9.465	11
456	Corporate e altre attività	476	510	(7)	932	979	(5)
(8.696)	Elisioni di consolidamento	(12.157)	(8.253)	(47)	(20.853)	(18.204)	(15)
19.742		22.314	16.894	32	42.056	35.752	18

Costi operativi

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
16.123	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.806	14.086	26	33.929	30.054	13
50	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	51	36	42	101	73	38
823	Costo lavoro	759	753	1	1.582	1.554	2
15	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	15	13	15	30	34	(12)
16.996		18.616	14.875	25	35.612	31.681	12

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
1.433	Exploration & Production	1.514	1.501	1	2.947	3.065	(4)
48	Global Gas & LNG Portfolio e Power	42	66	(36)	90	132	(32)
73	Enilive	76	75	1	149	145	3
35	Refining, Chimica e Sites in transformation	38	37	3	73	75	(3)
39	Corporate e altre attività	40	39	3	79	77	3
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	-	(17)	(16)	(6)
1.619	Ammortamenti	1.702	1.710	-	3.321	3.478	(5)
187	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.287	323	..	1.474	641	..
1.806	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.989	2.033	47	4.795	4.119	16
6	Radiazioni	113	(11)	..	119	(14)	..
1.812		3.102	2.022	53	4.914	4.105	20

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I semestre 2026	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.060	16	47	88	(39)	1.172
Dividendi	36		3	1	20	60
Altri proventi (oneri) netti	2.088	1			(3)	2.086
	3.184	17	50	89	(22)	3.318

Gearing e indebitamento finanziario netto

Il "gearing" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi. Il management Eni utilizza il gearing per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento terzi e il capitale investito netto, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 Dic. 2025	30 Giu. 2026	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.464	31.522	3.058
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.363	7.722	(641)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.101	23.800	3.699
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.100)	(8.365)	(265)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.991)	(6.723)	268
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.845)	(5.163)	(1.318)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.528	11.271	1.743
Passività per beni in leasing	5.700	5.441	(259)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.228	16.712	1.484
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.787	56.930	4.143
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)

	30 Giu. 2026	31 Dic. 2025
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.365	8.100
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.723	6.991
Altre attività finanziarie	5.034	3.710
Crediti commerciali e altri crediti	12.407	12.436
Rimanenze	6.407	5.143
Attività per imposte sul reddito	820	539
Altre attività	3.413	3.943
	43.169	40.862
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	49.165	50.536
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.948	5.184
Attività immateriali	1.532	6.022
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.655	1.187
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	17.743	13.155
Altre partecipazioni	1.427	1.329
Altre attività finanziarie	1.126	1.109
Attività per imposte anticipate	6.084	6.716
Attività per imposte sul reddito	125	125
Altre attività	1.498	2.839
	85.303	88.202
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	18.533	8.005
TOTALE ATTIVITÀ	147.005	137.069
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.334	4.929
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.388	3.434
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.083	1.263
Debiti commerciali e altri debiti	19.979	20.261
Passività per imposte sul reddito	420	343
Altre passività	5.798	4.039
	35.002	34.269
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	23.827	20.139
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.358	4.437
Fondi per rischi e oneri	13.887	14.580
Fondi per benefici ai dipendenti	559	596
Passività per imposte differite	4.222	4.805
Passività per imposte sul reddito	25	40
Altre passività	1.493	3.390
	48.371	47.987
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	6.702	2.026
TOTALE PASSIVITÀ	90.075	84.282
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	33.364	33.209
Riserve per differenze cambio da conversione	3.470	1.936
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.634	8.964
Azioni proprie	(1.862)	(2.782)
Utile (perdita) netto	4.390	2.608
Totale patrimonio netto di Eni	52.001	47.940
Interessenze di terzi	4.929	4.847
TOTALE PATRIMONIO NETTO	56.930	52.787
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	147.005	137.069

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2026	(€ milioni)	II Trim. 2026	2025	I Sem. 2026	2025
CONTINUING OPERATIONS					
19.742	Ricavi della gestione caratteristica	22.314	16.894	42.056	35.752
319	Altri ricavi e proventi	354	321	673	649
20.061	Totale ricavi	22.668	17.215	42.729	36.401
(16.123)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(17.806)	(14.086)	(33.929)	(30.054)
(50)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(51)	(36)	(101)	(73)
(823)	Costo lavoro	(759)	(753)	(1.582)	(1.554)
(548)	Altri proventi (oneri) operativi	227	162	(321)	436
(1.619)	Ammortamenti	(1.702)	(1.710)	(3.321)	(3.478)
(187)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.287)	(323)	(1.474)	(641)
(6)	Radiazioni	(113)	11	(119)	14
705	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.177	480	1.882	1.051
1.482	Proventi finanziari	1.735	3.111	3.217	5.359
(1.641)	Oneri finanziari	(2.066)	(3.267)	(3.707)	(5.729)
13	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	82	54	95	111
(52)	Strumenti finanziari derivati	61	(3)	9	(70)
(198)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(188)	(105)	(386)	(329)
283	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	889	311	1.172	669
40	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	2.106	101	2.146	106
323	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	2.995	412	3.318	775
830	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.984	787	4.814	1.497
(805)	Imposte sul reddito	(1.312)	(832)	(2.117)	(2.056)
25	Utile (perdita) netto - continuing operations	2.672	(45)	2.697	(559)
DISCONTINUED OPERATIONS					
1.254	Utile (perdita) netto - discontinued operations	704	606	1.958	2.315
TOTALE GRUPPO					
1.279	Utile (perdita) netto	3.376	561	4.655	1.756
di competenza:					
1.071	- azionisti Eni	3.319	543	4.390	1.715
196	- continuing operations	2.827	(2)	3.023	(406)
875	- discontinued operations	492	545	1.367	2.121
208	- interessenze di terzi	57	18	265	41
(171)	- continuing operations	(155)	(43)	(326)	(153)
379	- discontinued operations	212	61	591	194
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,34	- semplice	1,11	0,16	1,45	0,52
0,34	- diluito	1,09	0,16	1,42	0,52
Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,04	- semplice	0,94	(0,02)	0,98	(0,17)
0,04	- diluito	0,92	(0,02)	0,97	(0,17)
Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
2.945,5	- semplice	2.934,6	3.049,7	2.940,0	3.056,2
3.008,8	- diluito	3.000,2	3.112,3	3.005,6	3.118,8

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	II Trim.		I Sem.	
	2026	2025	2026	2025
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	3.376	561	4.655	1.756
Componenti non riclassificabili a conto economico	9	3	10	5
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			1	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	9	3	9	5
Effetto fiscale				
Componenti riclassificabili a conto economico	883	(3.833)	1.213	(5.519)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	448	(3.974)	1.600	(6.063)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	485	151	(482)	732
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	96	35	(56)	24
Effetto fiscale	(146)	(45)	151	(212)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	892	(3.830)	1.223	(5.514)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	4.268	(3.269)	5.878	(3.758)
di competenza:				
- azionisti Eni	4.182	(3.123)	5.528	(3.549)
- continuing operations	3.665	(3.624)	4.104	(5.600)
- discontinued operations	517	501	1.424	2.051
- interessenze di terzi	86	(146)	350	(209)
- continuing operations	(138)	(201)	(266)	(395)
- discontinued operations	224	55	616	186

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025	55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(3.758)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.528)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(63)
Acquisto di azioni proprie	(660)
Emissione di obbligazioni ibride	1.500
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.251)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(105)
Imposte su cessione Enilive e Plenitude	(26)
Imposte su cedole e costi bond ibrido	10
Operazione Plenitude - cessione EIP	209
Opzione put su Plenitude	(139)
Operazione Enilive - cessione KKR	3.569
Altre variazioni	(1)
Totale variazioni	(2.243)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2025	53.405
di competenza:	
- azionisti Eni	49.738
- interessenze di terzi	3.667
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2026	52.787
Totale utile (perdita) complessivo	5.878
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.558)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(153)
Acquisto di azioni proprie	(880)
Emissione di obbligazioni ibride	1.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue e Enimarine	(184)
Imposte su cedole e costi bond ibrido	37
Altre variazioni	3
Totale variazioni	4.143
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2026	56.930
di competenza:	
- azionisti Eni	52.001
- interessenze di terzi	4.929

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim.		II Trim.		I Sem.	
2026	(€ milioni)	2026	2025	2026	2025
25	Utile (perdita) netto - continuing operations	2.672	(45)	2.697	(559)
1.254	Utile (perdita) netto - discontinued operations	704	606	1.958	2.315
1.279	Utile (perdita) netto	3.376	561	4.655	1.756
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
1.696	Ammortamenti	1.702	1.823	3.398	3.696
187	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.287	323	1.474	641
6	Radiazioni	114	(10)	120	(13)
(276)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(882)	(303)	(1.158)	(649)
(5)	Plusvalenze nette su cessioni di attività		(6)	(5)	(6)
(43)	Dividendi	(17)	(100)	(60)	(100)
(102)	Interessi attivi	(121)	(94)	(223)	(202)
274	Interessi passivi	355	300	629	607
1.032	Imposte sul reddito	1.322	844	2.354	2.079
(13)	Altre variazioni	(2.064)	(103)	(2.077)	(125)
(1.785)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	269	1.176	(1.516)	192
(529)	- rimanenze	(1.200)	(38)	(1.729)	401
(3.893)	- crediti commerciali	2.660	2.868	(1.233)	2.655
3.236	- debiti commerciali	(1.442)	(1.545)	1.794	(2.437)
(353)	- fondi per rischi e oneri	(70)	(276)	(423)	(439)
(246)	- altre attività e passività	321	167	75	12
36	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(17)	(14)	19	8
290	Dividendi incassati	578	512	868	879
38	Interessi incassati	49	52	87	117
(332)	Interessi pagati	(485)	(386)	(817)	(748)
(855)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.196)	(1.058)	(2.051)	(2.230)
1.427	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.270	3.517	5.697	5.902
(2.093)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.981)	(2.433)	(5.074)	(4.535)
(2.364)	- attività materiali	(2.114)	(2.021)	(4.478)	(3.707)
(69)	- attività immateriali	(94)	(125)	(163)	(258)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(499)		(499)	
(65)	- partecipazioni	(236)	(100)	(301)	(351)
(25)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(8)	(23)	(33)	(35)
430	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(30)	(164)	400	(184)
86	Flusso di cassa dei disinvestimenti	164	187	250	320
10	- attività materiali	2	65	12	66
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	38		38	
	- partecipazioni	27	18	27	18
1	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	42	4	43	16
75	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	55	100	130	220
(839)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	9	10	(830)	(190)
(2.846)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.808)	(2.236)	(5.654)	(4.405)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim.		II Trim.		I Sem.	
2026	(€ milioni)	2026	2025	2026	2025
2.295	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	2.821	2.223	5.116	3.721
(1.729)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(1.177)	(1.985)	(2.906)	(4.803)
(342)	Rimborso di passività per beni in leasing	(327)	(300)	(669)	(675)
1.790	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.540)	(555)	250	(242)
(766)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(786)	(759)	(1.552)	(1.524)
(20)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(106)	(20)	(126)	(33)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi				709
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		601		3.069
(289)	Acquisto di azioni proprie	(560)	(280)	(849)	(666)
988	Emissioni (rimborsi) di obbligazioni ibride perpetue			988	231
	Altri apporti				9
(28)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue	(156)	(65)	(184)	(105)
1.899	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.831)	(1.140)	68	(309)
15	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	8	(121)	23	(204)
495	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(361)	20	134	984
8.421	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.916	9.147	8.421	8.183
8.916	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	8.555	9.167	8.555	9.167

Investimenti tecnici

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2026	(€ milioni)	2026	2025	var %	2026	2025	var %
1.615	Exploration & Production	1.526	1.336	14	3.141	2.775	13
168	di cui: - ricerca esplorativa	97	79	23	265	166	60
1.442	- sviluppo di idrocarburi	1.418	1.241	14	2.860	2.586	11
8	Global Gas & LNG Portfolio e Power	14	25	(44)	22	37	(41)
	- Global Gas & LNG Portfolio	2	9		2	9	(78)
8	- Power	12	16	(25)	20	28	(29)
164	Transition Businesses	174	264	(34)	338	441	
63	- Enilive	56	68	(18)	119	101	18
101	- Plenitude	118	196	(40)	219	340	
158	Refining, Chimica e Sites in transformation	282	175	61	440	288	53
137	- Refining	247	132	87	384	206	86
17	- Chimica	27	43	(37)	44	82	(46)
4	- Sites in transformation	8			12		
34	Corporate e altre attività	44	153	(71)	78	253	(69)
(12)	Elisioni di consolidamento	1	1		(11)	(21)	48
1.967	Investimenti tecnici ^(a)	2.041	1.954	4	4.008	3.773	6

(a) I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€289 mln e €327 mln nel secondo trimestre 2026 e 2025, rispettivamente, €561 mln e €753 mln nel primo semestre 2026 e nel primo semestre 2025, rispettivamente, e €272 mln nel primo trimestre 2026).

Nel primo semestre 2026 gli investimenti tecnici di €4.008 mln evidenziano un incremento del 6% rispetto al periodo di confronto (€3.773 mln nel primo semestre 2025), in particolare:

- nel settore Exploration & Production gli investimenti (€3.141 mln) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Libia, Congo, Egitto, Indonesia, Italia, Emirati Arabi Uniti, Algeria e Iraq;
- nel settore Transition Businesses, gli investimenti Plenitude (€219 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 (€119 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 relativi principalmente all'attività di raffinazione in Italia (€384 mln) in particolare alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e al business della chimica (€44 mln) per iniziative di economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate e altre attività sono principalmente relativi alle attività di CCUS e ai progetti di agribusiness (€13 mln).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2026			II Trim.		I Sem.	
			2026	2025	2026	2025
62	Italia	(mgl di boe/giorno)	57	65	59	69
321	Resto d'Europa		300	243	311	240
534	Africa Settentrionale		529	515	531	521
396	Africa Sub-Sahariana		404	336	400	329
344	Asia		342	369	343	371
141	America		157	132	149	124
-	Australia e Oceania		-	8	-	4
1.798	Produzione di idrocarburi ^(a)(b)(c)(d)		1.789	1.668	1.793	1.658
525	- di cui società in Joint Venture e collegate		566	432	546	432
141	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	145	136	286	269

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2026			II Trim.		I Sem.	
			2026	2025	2026	2025
26	Italia	(mgl di barili/giorno)	23	26	25	26
203	Resto d'Europa		185	150	194	145
171	Africa Settentrionale		176	173	173	171
192	Africa Sub-Sahariana		185	194	189	188
194	Asia		174	214	184	214
76	America		89	68	82	61
	Australia e Oceania					
862	Produzione di petrolio e condensati		832	825	847	805
296	- di cui società in Joint Venture e collegate		282	238	289	233

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2026			II Trim.		I Sem.	
			2026	2025	2026	2025
5	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	5	6	5	6
18	Resto d'Europa		17	14	17	14
54	Africa Settentrionale		52	51	53	52
30	Africa Sub-Sahariana		33	21	31	21
22	Asia		25	23	24	23
10	America		10	9	10	9
-	Australia e Oceania		-	1	-	1
139	Produzione di gas naturale		142	125	140	126
34	- di cui società in Joint Venture e collegate		42	29	38	29

(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 (150 e 133 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2026 e 2025, rispettivamente, 160 e 132 mila boe/giorno nell' primo semestre 2026 e 2025, rispettivamente e 170 mila boe/giorno nel primo trimestre 2026).

(c) Include nel secondo trimestre 2026 e nel primo semestre 2026, 78 mila boe/giorno, rispettivamente, di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.

(d) Dal 2026 Eni ha cessato di fornire dati volumetrici di produzione/riserve per il Kazakhstan poiché il Paese ha rappresentato meno del 15% delle riserve certe totali del Gruppo per tre anni di fila, essendo il 15% il parametro della US SEC per le disclosure per singolo paese, a motivo della crescita in altre aree. I dati del Kazakhstan sono aggregati nell'area geografica "Asia".

Performance di Sostenibilità

		I Sem. 2026	I Sem. 2025
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,53	0,48
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	8,0	9,5
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	5,8	8,3
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,0	0,0
Volumi di oil spill da sabotaggio (>1 barile)	(barili)	75	0
Volumi di oil spill operativi (>1 barile)		931	11
Acqua di produzione reiniettata	(%)	59	55

Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non.

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 0,53, in aumento rispetto al primo semestre 2025 per un maggior numero di incidenti che hanno coinvolto i contrattisti; per i dipendenti si registra viceversa un miglioramento, con significativo calo sia del relativo TRIR che del numero degli eventi. Nel periodo non si sono registrati incidenti mortali né con esito l'inabilità.
- Emissioni dirette di GHG: in diminuzione rispetto al primo semestre 2025 in linea con gli impegni di decarbonizzazione di Eni. Le principali riduzioni sono attribuibili al settore E&P (attività volte alla riduzione del flaring e operazioni di portafoglio), al settore della raffinazione (fermate per manutenzione) e della chimica (piano di trasformazione di Versalis e conseguente nuovo assetto per Brindisi e Priolo).
- Emissioni dirette di metano (Scope 1): in riduzione rispetto al primo semestre 2025 nel settore E&P, principalmente per la riduzione del non-routing flaring, nonché per le operazioni di portafoglio.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine: confermato nel primo semestre 2026 il traguardo di zero routine flaring per gli asset operati.
- Volumi di oil spill: gli oil spill operativi risultano in aumento rispetto al periodo di confronto nonostante una riduzione del numero di eventi. L'unico evento di oil spill riconducibile ad atti di sabotaggio è occorso in Italia (nel primo semestre 2025 non erano stati registrati eventi analoghi).
- Acqua di formazione reiniettata upstream: in aumento rispetto al primo semestre 2025 (59% rispetto al 55%), grazie ai maggiori volumi di acqua reiniettata in particolare in Messico e nei Paesi Bassi.