

Relazione Finanziaria Semestrale

Consolidata al
30 giugno 2026



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



Eni

Relazione Finanziaria Semestrale
Consolidata al 30 giugno 2026

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed 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.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Per il Glossario si rinvia al sito internet eni.com.

Indice

1. RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Highlights	4
Principali dati	6
Andamento operativo	7
Commento ai risultati e altre informazioni	21

2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	54
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	60
Attestazione del management	99
Relazione della Società di revisione	100

3. ALLEGATI

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2026	103
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre	104

1

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Highlights	4
Principali dati	6

ANDAMENTO OPERATIVO

Exploration & Production	7
Global Gas & LNG Portfolio e Power	10
Enilive	13
Plenitude	14
Refining, Chimica e Sites in transformation	17
Performance e iniziative ESG	19

COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI

Commento ai risultati economico-finanziari	21
Fattori di rischio e incertezza	44
Evoluzione prevedibile della gestione	51
Altre informazioni	51

Highlights

Highlights 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 milioni 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 miliardi 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 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 miliardi 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.

Eccellenti risultati finanziari nel primo semestre 2026, 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 €2,40 miliardi

Nel primo semestre 2026 l'EBIT proforma adjusted di Gruppo si è attestato a €8,91 miliardi, +40% rispetto al semestre di confronto, grazie alla solida performance della E&P, di GGP e dei satelliti della transizione. L'utile netto adjusted è stato pari a €3,6 miliardi, +43% rispetto allo scorso anno.

- E&P: EBIT proforma adjusted di €8,13 miliardi, in aumento del 42% rispetto al primo semestre 2025, 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 €0,83 miliardi. GGP con un EBIT proforma adjusted di €0,78 miliardi ha registrato una crescita del 24% rispetto al semestre 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 €0,43 miliardi, quasi raddoppiato rispetto al periodo 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 €0,44 miliardi, in crescita del 17%, 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 €0,07 miliardi, tornando in utile rispetto alla perdita del semestre di confronto 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 50% a circa €0,22 mld, anche a seguito di interruzioni temporanee dell'offerta che hanno sostenuto i margini delle commodity plastiche.

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

Nel primo semestre 2026 il flusso di cassa adjusted prima del capitale circolante è stato pari a €7,4 miliardi. Tale generazione di cassa ha finanziato investimenti organici per €3,7 miliardi. La remunerazione agli azionisti è stata di €2,4 miliardi, inclusi l'ultima tranche del dividendo 2025 (€1,6 miliardi) e l'avvio del programma di buyback 2026 (€0,8 miliardi). L'indebitamento finanziario netto si è attestato a €11,3 miliardi a fine giugno 2026, con un gearing proforma pari al 10%, al limite inferiore dell'intervallo previsto (10%-15%).

Performance Operativa

- La produzione di idrocarburi di 1,793 milioni di boe/giorno è in crescita dell'8% rispetto al periodo di confronto, 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. La crescita su base omogenea e al netto dell'effetto prezzo è stata dell'11%.
- Le vendite di gas naturale ammontano a 24,65 miliardi di metri cubi, in aumento del 17% rispetto al primo semestre 2025, principalmente a seguito dei maggior volumi commercializzati in Italia (+27%) e nei mercati europei (+10%) in particolare Benelux e in Germania/Austria.
- La produzione termoelettrica è stata pari a 9,23 TWh, in riduzione del 7% rispetto al primo semestre 2025 per effetto del minor tasso di utilizzo degli impianti a seguito di fermate per manutenzioni programmate.
- Nell'ambito dello sviluppo dei business legati alla transizione, al 30 giugno 2026, la capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo è pari a 6,1 GW, +1,5 GW rispetto al 30 giugno 2025 (4,6 GW) ed è riferita quasi interamente a Plenitude. Nel semestre i volumi di lavorazione bio pari a 527 mila tonnellate sono in diminuzione del 7% rispetto al semestre 2025.
- Le vendite rete ammontano a 4 milioni di tonnellate, +7% rispetto al semestre di confronto, a seguito delle maggiori vendite in Italia, in particolare di benzine e diesel.
- Al 30 giugno 2026, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 23,2 mila unità (di cui 93% in Italia), +6% rispetto al 30 giugno 2025 (21,8 mila unità) e in aumento di circa il 2% rispetto a fine 2025 (22,8 mila unità al 31 dicembre 2025).

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI		Primo Semestre	
		2026	2025
Utile operativo proforma adjusted ^(a)	(€ milioni)	8.911	6.362
<i>società consolidate</i>		5.934	4.489
<i>società partecipate rilevanti ^(b)</i>		2.977	1.873
Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)			
<i>E&P</i>		8.126	5.730
<i>Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power</i>		830	860
<i>Transition Businesses</i>		872	598
<i>Refining, Chimica e Sites in transformation</i>		(300)	(527)
<i>Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento</i>		(617)	(299)
Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		6.235	4.949
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		3.635	2.546
Utile (perdita) netto ^(c)		4.390	1.715
Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		7.347	6.189
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.697	5.902
Investimenti organici ^(d)		3.710	3.914
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.271	10.198
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		56.930	53.405
Gearing ante lease liability ex IFRS 16 proforma ^(a)	(%)	10	
Capitale investito netto		73.642	69.311
di cui: <i>Exploration & Production</i>		53.535	50.883
<i>Global Gas & LNG Portfolio e Power</i>		(1.621)	(651)
<i>Enilive</i>		2.377	1.686
<i>Plenitude</i>		10.231	8.065
<i>Refining, Chimica e Sites in transformation</i>		7.419	7.245
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	20,6	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	2.940,0	3.056,2
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	61	44

(a) Per la definizione delle Non-GAAP measure si rinvia alla sezione "Commento ai risultati economico-finanziari - Risultati Non-GAAP".

(b) Per le principali JV/collegate vedi la sezione "Commento ai risultati economico-finanziari - Risultati Non-GAAP".

(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.

(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

DIPENDENTI		Primo Semestre	
		2026	2025
Exploration & Production	(numero)	8.574	9.006
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.048	1.128
Enilive		3.235	3.123
Plenitude		3.247	2.793
Refining, Chimica e Sites in transformation		10.152	10.198
Corporate e altre attività		5.912	6.108
Totale dipendenti gruppo		32.168	32.356
di cui: <i>donne</i>		9.236	9.001
<i>all'estero</i>		9.746	10.375
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)	(%)	31,2	30,0

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

		Primo Semestre		Var.ass.	var %
		2026	2025		
Brent dated	(\$/barile)	92,57	71,74	21	29,0
Cambio medio EUR/USD		1,167	1,093	0,074	6,8
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.793	1.658	135	8,1
Petrolio	(migliaia di barili/g)	847	805	42	5,2
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	140	126	14	11,1
Prezzi medi di realizzo	(\$/boe)	66,49	55,45	11,04	19,9
Petrolio	(\$/barile)	85,08	66,85	18,23	27,3
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	312,51	287,14	25,37	8,8

SVILUPPI STRATEGICI

- Nel primo semestre 2026 sono state effettuate: (i) una scoperta a gas e condensati nell'offshore della Costa d'Avorio con il pozzo Murene South-1X (Eni 90%), confermando un potenziale complessivo di 140 miliardi di metri cubi di gas e 450 milioni di barili di condensato del complesso a gas di Calao; (ii) un'importante scoperta ad olio da parte della JV Azule Energy (Eni 50%) con il pozzo esplorativo Algaita-01 nel Blocco 15/06, nell'offshore dell'Angola. Le stime preliminari indicano un volume di olio in posto pari a circa 500 milioni di barili. Il valore della scoperta è ulteriormente incrementato dalle sinergie con le infrastrutture di produzione esistenti; (iii) due scoperte a gas di Bahr Essalam South 2 (BESS 2) e Bahr Essalam South 3 (BESS 3) nell'offshore della Libia a seguito di una campagna esplorativa condotta negli ultimi mesi. Le prime stime indicano che le due scoperte contengono complessivamente oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto; (iv) una significativa scoperta di gas e condensati in Egitto con il pozzo Denise W 1, nella concessione Tensah nell'offshore del Mediterraneo orientale. Le stime preliminari indicano circa 56 miliardi di metri cubi di gas in posto e 130 milioni di barili di condensati associati. La vicinanza a infrastrutture esistenti consente significative sinergie nello sviluppo; (v) una rilevante scoperta a gas e condensati con il pozzo esplorativo 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 miliardi di metri cubi di gas e 300 milioni di barili di condensati, aprendo la possibilità di realizzare un terzo hub produttivo nel prolifico Bacino del Kutei. La scoperta è stata testata con successo confermando un'eccellente capacità produttiva. Inoltre, la vicinanza alle infrastrutture esistenti e in corso offre potenziali sinergie in termini di ottimizzazione dei costi di sviluppo e di time-to-market.
- 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, in particolare del campo a olio pesante di Junin-5 (Eni 40%), situato 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.
- Firmato un accordo per l'ingresso nel 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 ad alto 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 con successo una linea di credito revolving da \$6 miliardi, a supporto dei piani di crescita di Searah che prevedono investimenti per oltre \$20 miliardi nei prossimi cinque anni, finalizzati allo sviluppo di oltre 3 miliardi di boe di risorse scoperte e valorizzazione del potenziale esplorativo aggiuntivo, che assicureranno un plateau sostenibile di produzione a lungo termine di 500 mila boe/giorno.
- Sono state ottenute le decisioni finali d'investimento: (i) per i progetti a gas Gendalo e Gandang (South Hub) e per i giacimenti Geng North e Gehem (North Hub) in Indonesia, a soli diciotto mesi dall'approvazione dei Piani di Sviluppo avvenuta nel 2024. I progetti faranno leva sulle infrastrutture esistenti, tra cui l'impianto flottante di produzione (FPU) Jangkrik e l'impianto di liquefazione di Bontang. Gli asset rientrano nel portafoglio di sviluppo della nuova JV Searah; (ii) 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 circa 5,7 milioni di metri cubi/giorno di gas, raddoppiando l'attuale livello produttivo; (iii) per il progetto offshore Greater PAJ, operato dalla JV Azule Energy, 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 milioni di piedi cubi/giorno di gas; e (iv) per il 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 milioni di piedi cubi/giorno. Il gas trasportato e trattato presso le infrastrutture esistenti di Zohr, in Egitto, sarà liquefatto presso l'impianto di GNL di Damietta per l'esportazione verso i mercati internazionali.

- Avviato in partnership con la società di stato libica National Oil Corporation (NOC) 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 milioni di metri cubi/anno, oltre ai relativi condensati.
- 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 milioni di tonnellate all'anno (MTPA) di capacità di GNL (attraverso due unità galleggianti da 6 MTPA ciascuna). Il perfezionamento dell'operazione è soggetto all'approvazione delle autorità competenti.
- Avviata la produzione della fase full-field del giacimento Ndungu, parte del progetto Agogo Integrated West Hub (IWH) operato da Azule Energy, nel settore occidentale del Blocco 15/06, al largo delle coste dell'Angola. Il progetto comprende sette pozzi di produzione e quattro pozzi di iniezione, con un picco di produzione previsto di 60 mila barili di olio al giorno.
- Avviate le prime forniture di gas dal giacimento Quiluma, operato da Azule Energy, tramite il New Gas Consortium (NGC), un traguardo significativo per il settore energetico dell'Angola. L'export iniziale di gas da Quiluma è pari a 150 mmcf/giorno, con una produzione destinata a salire fino a 330 mmcf/giorno entro il 2026. Il gas sarà processato nell'impianto di trattamento di NGC a Soyo, inaugurato nel novembre 2025, e successivamente fornito all'impianto Angola LNG per l'esportazione e il consumo domestico.
- Il processo di vendita dell'interessenza del 25% nel progetto Congo LNG, annunciato nel primo trimestre 2025, non si è concluso a causa del mancato soddisfacimento delle condizioni sospensive.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2026 Eni detiene titoli minerari in 34 paesi. Al 30 giugno 2026, il portafoglio minerario consiste in 879 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 216.624 chilometri quadrati in quota Eni (205.562 chilometri quadrati al 31 dicembre 2025).

Nel primo semestre 2026 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Algeria, Indonesia, Libano, Mozambico, Norvegia e Regno Unito per una superficie di circa 16.920 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Egitto, Libano, Norvegia e Oman per circa 6.705 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Australia, Messico e Norvegia per complessivi 5.810 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Algeria, Egitto, Indonesia e Regno Unito per complessivi 4.963 chilometri quadrati.

Nel primo semestre 2026 sono stati ultimati 20 pozzi esplorativi (8,7 in quota Eni), a fronte di 18 pozzi (7,1 in quota Eni) del primo semestre 2025.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Nel primo semestre 2026 la **produzione di idrocarburi** di 1,79 milioni di boe/giorno è in crescita dell'8% rispetto al primo semestre 2025 sostenuta dall'entrata a regime di giacimenti in Norvegia, Congo e Messico, di avvii 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. La crescita su base omogenea e al netto dell'effetto prezzo è stata dell'11%.

La **produzione di petrolio** è stata di 847 mila barili/giorno, in aumento del 5% rispetto al semestre 2025, sostenuta dalla crescita organica in Norvegia, Angola, Congo e Messico.

La **produzione di gas naturale** è stata di 140 milioni di metri cubi/giorno, in aumento del 11% rispetto al primo semestre 2025, per effetto principalmente della crescita organica in Norvegia e Congo.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 286 milioni di boe. La differenza di 39 milioni di boe rispetto alla produzione (325 milioni di boe) è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (29 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2026	2025
Italia	(migliaia di boe/g)	59	69
Resto d'Europa		311	240
Africa Settentrionale		531	521
Africa Sub-Sahariana		400	329
Asia		343	371
America		149	124
Australia e Oceania		-	4
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)(d)}		1.793	1.658
- di cui società in Joint Venture e collegate		546	432
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	286	269

(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 (160 e 132 mila boe/giorno nel primo semestre 2026 e 2025, rispettivamente).

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

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

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2026	2025
Italia	(migliaia di barili/giorno)	25	26
Resto d'Europa		194	145
Africa Settentrionale		173	171
Africa Sub-Sahariana		189	188
Asia		184	214
America		82	61
Australia e Oceania			
Produzione di petrolio e condensati		847	805
- di cui società in Joint Venture e collegate		289	233

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2026	2025
Italia	(milioni di metri cubi/giorno)	5	6
Resto d'Europa		17	14
Africa Settentrionale		53	52
Africa Sub-Sahariana		31	21
Asia		24	23
America		10	9
Australia e Oceania			1
Produzione di gas naturale		140	126
- di cui società in Joint Venture e collegate		38	29

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	Var. %
Prezzo spot del Gas Italia al PSV	(€/MWh)	44	43	1	2,6
TTF		43	41	2	3,9
Spread PSV vs. TTF		2	2		..
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		13,29	10,44	2,85	27,3
Resto d'Europa		9,59	9,07	0,52	5,7
di cui: Importatori in Italia		0,17	0,50	(0,33)	(66,0)
Mercati europei		9,42	8,57	0,85	9,9
Resto del Mondo		1,77	1,62	0,15	9,3
Totale vendite gas ^(a)		24,65	21,13	3,52	16,7
di cui: vendite di GNL		6,3	5,6	0,7	13
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	12,28	13,21	(0,93)	(7,0)
Produzione termoelettrica		9,23	9,94	(0,71)	(7,1)

(a) Include vendite intercompany.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

SVILUPPI STRATEGICI

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 joint venture paritetica tra Eni e Petronas. Gli accordi a lungo termine riguardano volumi di GNL che saranno forniti dagli impianti esistenti di Bontang e prevedono un volume complessivo di circa 2 MTPA che contribuirà a diversificare e rafforzare ulteriormente il portafoglio globale integrato di Eni.

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 integrando l'ottimizzazione del portafoglio di asset fisici con avanzate competenze e know-how di trading. 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.

Acquistata capacità di rigassificazione presso il terminale di Ravenna pari a 2 miliardi di metri cubi all'anno per una durata di 10 anni.

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.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 24,90 miliardi di metri cubi con un incremento di 3,42 miliardi di metri cubi, pari al 15,9%, rispetto al primo semestre 2025.

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	Var. %
(miliardi di metri cubi)					
Italia		3,23	2,29	0,94	41,0
Algeria (incluso il GNL)		7,16	5,88	1,28	21,8
Norvegia		3,77	3,45	0,32	9,3
Nigeria (GNL)		2,26	1,26	1,00	79,4
Congo (GNL)		0,90	0,34	0,56	..
Regno Unito		0,89	0,86	0,03	3,5
Paesi Bassi		0,54	0,53	0,01	1,9
Indonesia (GNL)		0,39	1,08	(0,69)	(63,9)
Libia		0,19	0,52	(0,33)	(63,5)
Qatar (GNL)		0,00	1,15	(1,15)	..
Altri acquisti di gas naturale		2,80	2,29	0,51	22,3
Altri acquisti di GNL		2,77	1,83	0,94	51,4
Estero		21,67	19,19	2,48	12,9
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		24,90	21,48	3,42	15,9
Prelevi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,25)	(0,35)	0,10	28,6
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		24,65	21,13	3,52	16,7

I volumi di gas approvvigionati all'estero (21,67 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'87% del totale, sono aumentati di 2,48 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2025 (+12,9%), principalmente per effetto dei maggiori volumi approvvigionati in Algeria (+1,28 miliardi di metri cubi), Nigeria (+1 miliardo di metri cubi), Congo (+0,56 miliardi di metri cubi) e Norvegia (+0,32 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati in Qatar (-1,15 miliardi di metri cubi) a seguito dell'impatto delle interruzioni di attività, e Indonesia (-0,69 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,23 miliardi di metri cubi) registrano un aumento rispetto al periodo di confronto (+41%).

VENDITE

Nel primo semestre 2026 le **vendite di gas naturale** di 24,65 miliardi di metri cubi sono aumentate di 3,52 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2025, principalmente per i maggiori volumi commercializzati nel mercato italiano e nei mercati europei.

Le **vendite in Italia** di 13,29 miliardi di metri cubi sono aumentate di 2,85 miliardi di metri cubi, pari al 27,3% rispetto al primo semestre 2025 (10,44 miliardi di metri cubi) per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti e all'hub.

Le **vendite nei mercati europei** (9,42 miliardi di metri cubi) hanno registrato un incremento del 9,9% a seguito delle maggiori vendite registrate in particolare all'hub in Benelux e Germania/Austria, in parte compensate dalle minori vendite effettuate in Penisola Iberica e Francia.

	Primo Semestre			
	(miliardi di metri cubi)	2026	2025	Var. ass. Var. %
Italia		13,29	10,44	2,85 27,3
Grossisti		6,02	4,19	1,83 43,7
PSV e borsa		3,45	2,25	1,20 53,3
Industriali		1,07	1,02	0,05 4,9
Termoelettrici		0,27	0,29	(0,02) (6,9)
Autoconsumi		2,48	2,69	(0,21) (7,8)
Vendite internazionali		11,36	10,69	0,67 6,3
Resto d'Europa		9,59	9,07	0,52 5,7
Importatori in Italia		0,17	0,50	(0,33) (66,0)
Mercati europei:		9,42	8,57	0,85 9,9
<i>Penisola Iberica</i>		1,32	1,74	(0,42) (24,1)
<i>Germania/Austria</i>		2,21	1,65	0,56 33,9
<i>Benelux</i>		3,00	2,31	0,69 29,9
<i>Regno Unito</i>		0,90	0,86	0,04 4,7
<i>Turchia</i>		0,29	0,00	0,29 ..
<i>Francia</i>		1,70	2,01	(0,31) (15,4)
Mercati extra europei		1,77	1,62	0,15 9,3
TOTALE VENDITE GAS		24,65	21,13	3,52 16,7

VENDITE DI GNL

	Primo Semestre			
	(miliardi di metri cubi)	2026	2025	Var. ass. Var. %
Europa		4,5	4,0	0,5 12,5
Extra Europa		1,8	1,6	0,2 12,5
TOTALE VENDITE GNL		6,3	5,6	0,7 12,5

Le **vendite di GNL** (6,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono aumentate rispetto al periodo di confronto (+0,7 miliardi di metri cubi). Nel primo semestre 2026 i principali paesi fonti di approvvigionamento di GNL sono stati gli Stati Uniti, la Nigeria e il Congo.

POWER

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	1.891	2.035	(144)	(7,1)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	18	34	(16)	(47,1)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	9,23	9,94	(0,71)	(7,1)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	2.870	3.186	(316)	(9,9)

Disponibilità di energia elettrica

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	9,23	9,94	(0,71)	(7,1)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		3,05	3,27	(0,22)	(6,7)
Disponibilità		12,28	13,21	(0,93)	(7,0)
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi ^(b)		12,28	13,21	(0,93)	(7,0)
<i>di cui: vendite a terzi</i>		<i>8,53</i>	<i>9,36</i>	<i>(0,83)</i>	<i>(8,9)</i>

(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

(b) Includono le vendite alla società del Gruppo.

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 30 giugno 2026, la potenza installata in esercizio è di circa 5 GW.

Nel primo semestre 2026, la **produzione di energia elettrica** è stata di 9,23 TWh, in diminuzione del 7,1% rispetto al primo semestre 2025, per effetto del minor tasso di utilizzo degli impianti a seguito di fermate per manutenzioni programmate. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 3,05 TWh di energia elettrica (-6,7% rispetto al periodo di confronto) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le **vendite di energia elettrica borsa e a clienti liberi** di 12,28 TWh registrano una diminuzione pari al 7%, a seguito dei minori volumi venduti presso il mercato libero, in particolare al segmento grossista.

TRANSITION BUSINESSES

ENILIVE

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Enilive					
Spread EU HVO UCO-based vs UCO (CIF)	\$/ton	1.623	777	846,06	108,9
Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		936	463	473	102,2
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	527	566	(39)	(6,9)
Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	(%)	69	77		
Totale vendite Enilive	(milioni di tonnellate)	9,93	10,66	(0,73)	(6,8)
Vendite rete		4,00	3,75	0,25	6,7
di cui: Italia		2,96	2,65	0,31	11,7
Vendite extrarete		4,86	5,71	(0,85)	(14,9)
di cui: Italia		3,39	4,36	(0,97)	(22,2)
Altre vendite		1,07	1,20	(0,13)	(10,8)

(a) Renewable Diesel.

SVILUPPI STRATEGICI

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

Raggiunta la decisione finale di investimento per la costruzione di una bioraffineria come parte del piano di conversione dell'hub di Priolo, in partnership con Q8.

Estesa la collaborazione con Itabus, la cui intera flotta dei veicoli viaggia con il diesel HVOlution. La collaborazione tra Enilive ed Itabus è iniziata nel 2021 con la sperimentazione e introduzione sui primi mezzi del diesel HVOlution.

Eni e MSC Cruises hanno completato un test 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.

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 alle autorizzazioni delle autorità competenti. L'acquisizione consentirà a Enilive di ampliare la propria rete europea di 320 stazioni di servizio, rafforzando la propria presenza in mercati strategici.

Firmato un accordo con BMW Group per il rifornimento con HVO diesel delle flotte aziendali BMW in Italia.

LAVORAZIONI E VENDITE

I volumi di lavorazione bio pari a 527 mila tonnellate sono in diminuzione del 6,9% rispetto al semestre 2025. I minori volumi processati hanno risentito della fermata produttiva occorsa presso il sito di Venezia.

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	Var. %
(milioni di tonnellate)					
Rete		2,96	2,65	0,31	11,7
Extrarete		3,39	4,36	(0,97)	(22,2)
Altre vendite		1,07	1,20	(0,13)	(10,8)
Vendite in Italia		7,42	8,21	(0,79)	(9,6)
Rete		1,04	1,10	(0,06)	(5,5)
Extrarete		1,47	1,35	0,12	8,9
Vendite all'estero		2,51	2,45	0,06	2,4
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		9,93	10,66	(0,73)	(6,9)

Nel primo semestre 2026, le **vendite di prodotti petroliferi** (9,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,73 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2025 (-6,9%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,96 milioni di tonnellate risultano in aumento (11,7%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di benzine e gasolio.

Al 30 giugno 2026, la **rete di distribuzione in Italia** è costituita da 4.008 stazioni di servizio, con un incremento (+33) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (3.975 stazioni di servizio) per effetto principalmente del saldo positivo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento.

Le **vendite extrarete in Italia** di 3,39 milioni di tonnellate sono diminuite del 22,2% rispetto al primo semestre 2025, per effetto della ottimizzazione del portafoglio clienti nel mercato italiano. Le altre vendite in Italia ammontano a 1,07 milioni di tonnellate, registrando un decremento del 10,8% rispetto al primo semestre 2025.

Le **vendite rete ed extrarete all'estero** pari a 2,51 milioni di tonnellate, aumentano di 0,06 milioni di tonnellate (+2,4%) rispetto al primo semestre 2025, per effetto principalmente dei maggiori volumi extrarete commercializzati nei paesi europei.

PLENITUDE

		Primo Semestre		Var. ass.	var %
		2026	2025		
Plenitude					
PUN Index GME	€/MWh	127	120	8	6,4
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di pdf)	10,8	10,0	0,8	7,8
Vendite retail e business gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	2,92	3,07	(0,15)	(4,9)
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	10,33	8,99	1,34	14,9
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	6,0	4,5	1,5	33,3
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	4,0	2,7	1,3	48,1
Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	(migliaia)	23,2	21,8	1,4	6,2

SVILUPPI STRATEGICI

Avviata una riorganizzazione dell'assetto azionario della società controllata Plenitude, che coinvolge gli azionisti di minoranza Ares Alternative Credit (società affiliata di Ares Management Corporation) ed Energy Infrastructure Partners, con l'obiettivo di istituire un nuovo quadro di governance basato sul controllo congiunto tra Eni e Ares, che, una volta completato, comporterà il deconsolidamento di Plenitude dal bilancio consolidato di Eni. L'operazione prevede un aumento di capitale non proporzionale da sottoscrivere da parte degli azionisti per un importo di circa €1,5 miliardi, di cui almeno €1 miliardo da Ares, sulla base di una valutazione del 100% dell'equity Plenitude pari a €10,75 miliardi (e di un valore d'impresa implicito di €13,1 miliardi). L'operazione è soggetta all'approvazione delle autorità competenti. A partire dal primo trimestre 2026, Plenitude è stata contabilizzata come discontinued operation ai sensi dell'IFRS 5 nel bilancio consolidato del Gruppo.

Completata l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Acea Energia SpA e del 50% del capitale sociale di Umbria Energy S.p.A.

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.

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.

Sottoscritto con Methagora, sviluppatore di soluzioni per il biometano e fornitore di gas, un accordo che le consentirà di approvvigionarsi in Francia di 50 GWh/a di biometano per un periodo di 15 anni. Nell'ambito della partnership, Methagora venderà a Plenitude biometano proveniente da diverse aree agricole in Francia.

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.

Firmato un accordo con Autopistas del Atlántico per l'installazione e la gestione di 42 punti di ricarica ultrarapidi, con potenza fino a 300 kW, situati nelle aree di servizio lungo l'autostrada AP-9 nella regione della Galizia, con completamento previsto entro la fine del 2026.

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.

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.

VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Italia		2,06	2,10	(0,04)	(1,9)
Retail		1,51	1,57	(0,06)	(3,8)
Business		0,55	0,53	0,02	3,8
Vendite internazionali		0,86	0,97	(0,11)	(11,3)
Mercati europei:					
<i>Francia</i>		0,64	0,72	(0,08)	(11,1)
<i>Grecia</i>		0,16	0,18	(0,02)	(11,1)
<i>Altro</i>		0,06	0,07	(0,01)	(14,3)
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS A CLIENTI FINALI		2,92	3,07	(0,15)	(4,9)

Nel primo semestre 2026, le **vendite retail e business di gas in Italia e nel resto d'Europa** sono state pari a 2,92 miliardi di metri cubi, evidenziando una riduzione di 0,15 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2025, pari al 4,9%, principalmente all'estero a seguito dei minori consumi medi.

VENDITE RETAIL E BUSINESS DI ENERGIA ELETTRICA

Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** pari a 10,33 TWh effettuate da Plenitude e dalle società controllate in Italia e all'estero (Francia, Penisola Iberica e Grecia) sono in crescita (+15%) rispetto al primo semestre 2025, beneficiando dell'aumento della base clienti in Italia a seguito dell'operazione di acquisizione di Acea Energia, nonché dell'aumento dei consumi medi di energia elettrica.

RINNOVABILI

	(terawattora)	Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Produzione di energia da fonti rinnovabili		4,0	2,7	1,3	48,1
<i>di cui: fotovoltaico</i>		2,4	1,5	0,9	60,0
<i>eolico</i>		1,6	1,2	0,4	33,3
<i>di cui: Italia</i>		0,9	0,8	0,1	12,5
<i>estero</i>		3,1	1,9	1,2	63,2

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 4 TWh, riferita per 2,4 TWh al fotovoltaico e per 1,6 TWh all'ambito eolico, con un aumento di 1,3 TWh rispetto al primo semestre 2025, principalmente grazie all'incremento della capacità in Francia e allo sviluppo dei progetti organici in Spagna.

Capacità installata

Di seguito è dettagliata la capacità installata da fonti rinnovabili con breakdown per tecnologia:

	(gigawatt)	Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		6,0	4,5	1,5	33,3
<i>di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)</i>		74%	72%		
<i>eolico</i>		26%	28%		

Breakdown per Paese:

	(gigawatt)	Primo Semestre		Var. ass.	var %
		2026	2025		
ITALIA		1,1	1,1	0,0	0,0
ESTERO		4,9	3,4	1,5	44,1
Stati Uniti		1,7	1,7	0,0	0,0
Spagna		1,8	1,2	0,6	..
Altri (Australia, Francia, Germania, Grecia, Kazakistan, Regno Unito)		1,4	0,5	0,9	180,0
Totale capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo (inclusa potenza installata di storage) ^(a)		6,0	4,5	1,5	33,3

(a) La potenza installata di storage è pari a 272 MW e 221 MW nel primo semestre 2026 e primo semestre 2025, rispettivamente.

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, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Regno Unito, Grecia, Italia e Kazakistan, nonché alle acquisizioni in Francia e negli Stati Uniti.

MOBILITA' ELETTRICA

Al 30 giugno 2026, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 23,2 mila unità (di cui il 93% in Italia), +6,4% rispetto al 30 giugno 2025 (21,8 mila unità) e in aumento dell'1,8% rispetto a fine 2025 (22,8 mila unità al 31 dicembre 2025).

REFINING, CHIMICA E SITES IN TRANSFORMATION

		Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	var %
Refining					
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	(\$/barile)	9,1	4,3	4,8	112,2
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	6,14	7,07	(0,93)	(13,2)
Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		3,96	5,17	(1,21)	(23,4)
Totale lavorazioni in conto proprio		10,10	12,24	(2,14)	(17,5)
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione	(%)	70	79		
Chimica					
Vendite di prodotti chimici	(milioni di tonnellate)	1,26	1,52	(0,26)	(17,1)
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	58	51		

(a) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. A seguito della volatilità e delle dislocazioni del mercato, il margine di raffinazione SERM è stato calcolato tenendo conto di tali fattori.

REFINING

SVILUPPI STRATEGICI

Dal 1° gennaio 2026, il ramo di azienda dell'unità di business di Eni SpA Refining Evolution & Transformation è stato conferito alla nuova società Eni Industrial Evolution (EIE) SpA, impegnata nella gestione efficiente degli asset tradizionali e nella trasformazione industriale anche in un'ottica di economia circolare.

LAVORAZIONI DI PETROLIO

Nel primo semestre 2026 il **margine di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si è attestato in media a 9,1 \$/barile, registrando un incremento rispetto ai valori riportati nello stesso periodo del 2025, a seguito dei 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.

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 10,10 milioni di tonnellate, in riduzione rispetto al primo semestre 2025. In Italia, le lavorazioni (6,14 milioni di tonnellate) si riducono per effetto principalmente dei minori volumi lavorati presso le raffinerie di Milazzo e Sannazzaro, a seguito delle fermate per manutenzioni programmate, parzialmente compensati dai maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Taranto per maggiore disponibilità degli impianti. Le lavorazioni nel resto del mondo sono in calo rispetto al primo semestre 2025 (-23,4%) per effetto di minori volumi processati a seguito dell'indisponibilità di prodotti a causa della chiusura dello Stretto di Hormuz. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (70%) si riduce di 9 punti percentuali rispetto al primo semestre 2025.

CHIMICA

SVILUPPI STRATEGICI

Avanzamenti nel piano di ristrutturazione del polo Versalis di Priolo: assunta la decisione finale di investimento (FID) per la realizzazione di una bioraffineria. Inoltre, sono in corso le attività di valutazione e autorizzazione per la costruzione di un impianto di riciclo chimico delle plastiche post-consumo.

VENDITE

	(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
		2026	2025		
Intermedi		863	1.701	(838)	(49,3)
Polimeri		545	701	(156)	(22,3)
Biochem		107	118	(11)	(9,0)
Moulding & Compounding		40	40	0	0,2
Totale produzioni		1.555	2.559	(1.004)	(39,2)
Consumi e perdite		(785)	(1.467)	682	46,5
Acquisti e variazioni rimanenze		485	426	60	14,0
Totale disponibilità		1.256	1.518	(262)	(17,3)
Intermedi		745	799	(54)	(6,8)
Polimeri		400	609	(209)	(34,3)
Oilfield chemicals		14	13	1	11,2
Biochem		60	59	2	2,8
Moulding & Compounding		37	39	(2)	(6,4)
Totale vendite		1.256	1.518	(262)	(17,3)

Le **produzioni di prodotti chimici** di 1.555 mila tonnellate sono diminuite di 1.004 mila tonnellate (-39,2%) principalmente a causa della fermata definitiva dei siti craking di Brindisi (da aprile 2025) e Priolo (da luglio 2025).

Le **vendite di prodotti chimici** di 1.256 mila tonnellate hanno registrato una flessione di 262 mila tonnellate (-17,3%) a causa del mercato dei polimeri caratterizzato da forti tensioni geopolitiche e rincari delle materie prime che hanno determinato il calo della domanda di materie plastiche da parte degli operatori dell'industria.

Le **vendite di Moulding & Compounding** sono state pari a 37 mila tonnellate e si riferiscono ai semilavorati e ai prodotti del gruppo Finproject, tra i quali il compound di ultima generazione a base di Poliolefine espandibili a marchio Levirex® e il materiale plastico ultraleggero a marchio XL Extralight®.

I **margini** hanno registrato un significativo miglioramento, sostenuti dalla trasformazione e da uno scenario di shortage del polietilene riconducibile alle tensioni geopolitiche generate dalla chiusura dello Stretto di Hormuz. I margini biochem sono stati penalizzati dall'introduzione, in Europa, di dazi su importazioni di materie prime dall'Asia.

SITES IN TRANSFORMATION

SVILUPPI STRATEGICI

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.

PERFORMANCE E INIZIATIVE ESG

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)		Primo Semestre	
		2026	2025
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,53	0,48
<i>dipendenti</i>		0,42	0,60
<i>contrattisti</i>		0,59	0,40
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	8,0	9,5
di cui: E&P		1,7	2,5
GGP e Power		4,4	4,6
Enilive		0,1	0,3
Plenitude		0,001	0,001
Refining, Chimica e Sites in transformation		1,7	2,1
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
Acqua di produzione reiniettata	(%)	59	55
Volumi di oil spill da sabotaggio (compresi furti) (>1 barile)	(barili)	75	0
Volumi di oil spill operativi (>1 barile)		931	11

(a) 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 (Scope 1): 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.
- Nel primo semestre 2026, Eni ha sostenuto costi di ricerca e sviluppo pari a €89 milioni in diminuzione del 5% rispetto al periodo di confronto (€94 milioni).
- Eni si è classificata al primo posto nel Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), pubblicato dalla World Benchmarking Alliance (WBA), che valuta oltre 100 tra le principali aziende a livello globale che operano in cinque settori ad alto rischio e ne esamina le prestazioni in cinque aree di misurazione.
- Rinnovato l'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali Internazionali, la Responsabilità Sociale dell'Impresa e per una Just Transition (GFA) con IndustriALL Global Union e le organizzazioni sindacali Filctem Cgil, Femca Cisl, Uiltec Uil.
- In Egitto, Eni, attraverso la controllata IEOC, ed Eni Foundation hanno sottoscritto un Memorandum of Intent (Moi) con il Ministero della Salute e della Popolazione, la Health Insurance Organization e il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie, finalizzato all'avvio di una cooperazione congiunta per lo sviluppo e l'implementazione di un progetto di salute comunitaria volto a rafforzare i servizi sanitari e migliorare il benessere della popolazione del Governatorato del Cairo, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili.

- 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.
- 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.
- 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 milioni di sterline, concessa da un pool di 13 istituti di credito internazionali.
- Inaugurato a Ravenna con Hera il Comparto Ambientale sull'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.
- In relazione ai progetti in Ghana, è stata firmata una lettera d'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.
- Eni ha firmato un accordo strategico 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.
- Eni ha annunciato l'avvio del nuovo sistema di super 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.
- Il titolo Eni è stato confermato per il ventesimo anno consecutivo nell'indice FTSE4Good Developed.
- Eni e UKAEA (United Kingdom Atomic Energy Authority) hanno costituito RH3OVA, 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, in crescita a livello globale.
- Eni ha 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.

Commento ai risultati economico-finanziari

Per effetto della decisione del Consiglio di Amministrazione di Eni di riorganizzare la struttura azionaria della controllata Plenitude e di modificare la governance al fine di istituire il controllo congiunto con il socio di minoranza Ares Management Alternative Credit funds ("Ares"), dal primo trimestre 2026 il gruppo Plenitude è stato contabilizzato come discontinued operation ai sensi dell'IFRS 5 nel bilancio consolidato di Gruppo, poiché rappresenta una linea di business rilevante oggetto di dismissione. Questo 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. I risultati delle continuing operations e delle discontinued operations non sono rappresentativi delle due entità su base standalone poiché al 30 giugno 2026 il gruppo Plenitude rimane consolidato a tutti gli effetti con eliminazione delle transazioni intercompany e dei relativi margini interni. Questo comporta che considerati i significativi volumi di gas ceduti dalle continuing operations a Plenitude l'eliminazione delle partite intercompany riduce il margine del settore cedente a beneficio di quello acquirente. Il primo semestre 2025 è stato coerentemente riesposto. 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 dal mese di marzo 2026 non maturino più ammortamenti. Le misure finanziarie Non-GAAP riportate nella presente relazione relative ai risultati di Plenitude rappresentano in continuità con i precedenti reporting period una vista standalone.

RISULTATI CONTINUING OPERATIONS CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	42.056	35.752	6.304	17,6
Altri ricavi e proventi	673	649	24	3,7
Costi operativi	(35.612)	(31.681)	(3.931)	(12,4)
Altri proventi e oneri operativi	(321)	436	(757)	..
Ammortamenti	(3.321)	(3.478)	157	4,5
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(1.474)	(641)	(833)	..
Radiazioni	(119)	14	(133)	..
Utile (perdita) operativo	1.882	1.051	831	79,1
Proventi (oneri) finanziari	(386)	(329)	(57)	(17,3)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	3.318	775	2.543	..
Utile (perdita) prima delle imposte	4.814	1.497	3.317	..
Imposte sul reddito	(2.117)	(2.056)	(61)	(3,0)
Tax rate (%)	44,0	137,3		
Utile (perdita) netto- continuing operations	2.697	(559)	3.256	..
Utile (perdita) netto - discontinued operations	1.958	2.315	(357)	(15,4)
Utile (perdita) netto	4.655	1.756	2.899	..
di competenza:				
- azionisti Eni	4.390	1.715	2.675	..
- continuing operations	3.023	(406)		
- discontinued operations	1.367	2.121		
- interessenze di terzi	265	41	224	..
- continuing operations	(326)	(153)	(173)	..
- discontinued operations	591	194	397	

Nel primo semestre 2026 il positivo andamento dello scenario ha sostenuto i risultati economici e finanziari del Gruppo principalmente a seguito del rafforzamento delle principali commodities in parte compensato dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. La volatilità del prezzo medio del Brent ha raggiunto livelli record nel corso del primo semestre 2026, con una media prezzi di circa 93 \$/barile, in aumento del 29% rispetto al primo semestre 2025. I prezzi del gas nei principali hub europei (PSV e TTF) hanno evidenziato un andamento positivo nel primo semestre 2026 (+3-4%) pur evidenziando una contenuta volatilità dovuta all'avvio di rilevante capacità di liquefazione negli USA e delle rinnovabili. La rilevante ripresa del margine indicatore SERM (+112% rispetto al primo semestre 2025) è conseguente alla minore offerta globale di prodotti raffinati in relazione ai fattori geopolitici (interruzioni di impianti in Medio Oriente e in Russia) e alla decisione delle autorità Cinesi di ridurre

l'export di prodotto a beneficio del mercato interno. L'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+7% rispetto al primo semestre 2025) ha avuto un impatto negativo sulla traduzione dei bilanci delle società controllate con moneta funzionale USD. L'utile netto di Gruppo riflette il positivo andamento gestionale nonché il provento straordinario relativo all'operazione di business combination con Petronas per la creazione della JV Searah (€2,1 miliardi) in parte compensato da svalutazioni di asset E&P per circa €1,2 miliardi.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		Var %
	2026	2025	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	92,57	71,74	29,0
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,167	1,093	6,8
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,32	65,64	20,8
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	9,1	4,3	112
PSV ^(d)	44	43	2,6
TTF ^(d)	43	41	3,9
Spread EU HVO UCO-based vs UCO (CIF)	1.623	777	..
Spread US RD ^(e) UCO-based vs UCO	936	463	..
PUN Index GME	127	120	6,4

(a) In USD per barile. Fonte: S&P Global Energy.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. A seguito della volatilità e delle dislocazioni del mercato, il margine di raffinazione SERM è stato calcolato tenendo conto di tali fattori.

(d) In Euro/MWh.

(e) Renewable Diesel.

Analisi delle voci del conto economico

RICAVI

	(€ milioni)	Primo Semestre			Var %
		2026	2025	Var. ass.	
Exploration & Production		30.317	24.942	5.375	21,5
- di cui upstream		10.811	10.107	704	7,0
Global Gas & LNG Portfolio e Power		9.433	9.034	399	4,4
- Global Gas & LNG Portfolio		7.555	6.961	594	8,5
- Power		1.878	2.073	(195)	(9,4)
Enilive		11.674	9.536	2.138	22,4
Refining, Chimica e Sites in transformation		10.553	9.465	1.088	11,5
- Refining		8.702	7.545	1.157	15,3
- Chimica		1.661	2.017	(356)	(17,6)
- Sites in transformation		298		298	
Corporate e altre attività		932	979	(47)	(4,8)
Elisioni di consolidamento		(20.853)	(18.204)	(2.649)	
Ricavi della gestione caratteristica		42.056	35.752	6.304	17,6
Altri ricavi e proventi		673	649	24	3,7
Totale ricavi		42.729	36.401	6.328	17,4

I ricavi complessivi ammontano a €42.729 milioni, in aumento del 17% rispetto al primo semestre 2025.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2026 (€42.056 milioni) riflettono gli effetti indotti dal trend delle principali commodities attenuato dall'apprezzamento dell'euro che hanno interessato tutti i segmenti di business: Brent in aumento del 29% nel semestre 2026 rispetto al semestre 2025, prezzo dei prodotti petroliferi in rialzo per effetto della minore offerta globale in relazione ai fattori geopolitici (interruzioni di impianti in Medio Oriente e in Russia) in parte compensato dall'effetto delle minori quantità lavorate. L'incremento registrato in Enilive riflette principalmente l'andamento positivo dello scenario della bioraffinazione.

Gli **altri ricavi e proventi** di €673 milioni sono aumentati del 4% rispetto al primo semestre 2025 e includono il recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni, nonché proventi per canoni brevetti, licenze e royalties.

COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2026	2025		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		33.929	30.054	3.875	12,9
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		101	73	28	38,4
Costo lavoro		1.582	1.554	28	1,8
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro		30	34	(4)	(11,8)
		35.612	31.681	3.931	12,4

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2026 (€35.612 milioni) sono aumentati di €3.931 milioni rispetto al primo semestre 2025 (+12%).

L'incremento di €3.875 milioni rispetto al primo semestre 2025 registrato negli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€33.929 milioni) è essenzialmente dovuto al maggior costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche) in relazione all'andamento dello scenario dell'energia.

Il **costo lavoro** (€1.582 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto al corrispondente periodo del 2025.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2026	2025		
Exploration & Production		2.947	3.065	(118)	(3,8)
Global Gas & LNG Portfolio e Power		90	132	(42)	(31,8)
Enilive		149	145	4	2,8
Refining, Chimica e Sites in transformation		73	75	(2)	(2,7)
Corporate e altre attività		79	77	2	2,6
Effetto eliminazione utili interni		(17)	(16)	(1)	
Ammortamenti		3.321	3.478	(157)	(4,5)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		1.474	641	833	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		4.795	4.119	676	16,4
Radiazioni		119	(14)	133	..
		4.914	4.105	809	19,7

Gli **ammortamenti** (€3.321 milioni) sono diminuiti di €157 milioni rispetto al primo semestre 2025 (-4,5%) principalmente per effetto dell'apprezzamento dell'euro e nel settore Exploration & Production a seguito della razionalizzazione del portafoglio in parte compensata dagli avvii e ramp-up di nuovi progetti. Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** pari a €1.474 milioni sono commentate nella sezione "Risultati Non-GAAP".

Le **radiazioni** (€119 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P e riguardano i costi dei pozzi esplorativi completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso relativi in particolare ad iniziative in Oman e Libia nonché titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono di alcune iniziative sottostanti.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.
		2026	2025	
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(380)	(368)	(12)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(346)	(367)	21
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		94	120	(26)
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		1	(9)	10
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(164)	(129)	(35)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(162)	(180)	18
- Interessi attivi verso banche		68	103	(35)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		129	94	35
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		9	(70)	79
- Strumenti finanziari derivati su valute		53	(52)	105
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(44)	(18)	(26)
Differenze di cambio		93	182	(89)
Altri proventi (oneri) finanziari		(143)	(143)	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		18	18	
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(142)	(162)	20
- Altri proventi (oneri) finanziari		(19)	1	(20)
		(421)	(399)	(22)
Proventi (oneri) finanziari imputati all'attivo patrimoniale		35	70	(35)
		(386)	(329)	(57)

Gli **oneri finanziari netti** di €386 milioni registrano un lieve incremento (€57 milioni) rispetto al primo semestre 2025 per effetto principalmente: (i) dell'incremento di €12 milioni degli oneri finanziari correlati all'indebitamento; (ii) dell'effetto negativo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (-€26 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting; e (iii) della variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€105 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9 compensato dalla variazione negativa delle differenze cambio (-€89 milioni).

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.
		2026	2025	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.172	669	503
Dividendi		60	100	(40)
Altri proventi (oneri) netti		2.086	6	2.080
Proventi (oneri) su partecipazioni		3.318	775	2.543

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €3.318 milioni, in aumento di €2.543 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e riguardano:

- le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.172 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza di Vår Energi, Azule Energy, Ithaca Energy, Searah e ADNOC R> nonché la quota Eni del risultato della joint venture Saipem.
- i dividendi di €60 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie valutate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€31 milioni) e alla Everen Ltd (€20 milioni);
- altri proventi netti di €2.086 milioni relativi principalmente agli effetti della business combination per la creazione della JV Searah.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

(€ milioni)	31 Dic. 2025	30 Giu. 2026	Var. ass.
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 in 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** (€76.095 milioni) è diminuito di €955 milioni 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 €1.653 milioni (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 €13.725 milioni. 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 miliardi), altri asset del settore upstream (€2,2 miliardi). 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 miliardi.

¹ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **patrimonio netto degli azionisti Eni** (€52.001 milioni) è aumentato di €4.061 milioni rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto dell'utile netto del periodo (€4.390 milioni), differenze cambio positive (€1.534 milioni), parzialmente compensate dalla remunerazione degli azionisti di €2.438 milioni (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie).

Le **interessenze di terzi** di €4.929 milioni al 30 giugno 2026 includono: i) la partecipazione di minoranza del socio KKR nel capitale sociale di Enilive (€839 milioni) e la partecipazione di minoranza del fondo EIP e Ares in Plenitude (€1.911 milioni); ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata nel 2024 (€1.755 milioni al 30 giugno 2026) classificato a patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di attività finanziarie agli obbligazionisti.

L'**indebitamento finanziario netto ante lease liability** al 30 giugno 2026 è pari a €11.271 milioni, in aumento di €1.743 milioni rispetto al 31 dicembre 2025.

Il **gearing** – 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 portafoglio in corso.

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 dicembre 2025	30 giugno 2026	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		28.464	31.522	3.058
- Debiti finanziari a breve termine		8.363	7.722	(641)
- Debiti finanziari a lungo termine		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	

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	Primo Semestre	
	2026	2025
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	4.655	1.756
Componenti non riclassificabili a conto economico	10	5
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	9	5
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	
Effetto fiscale		
Componenti riclassificabili a conto economico	1.213	(5.519)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.600	(6.063)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(482)	732
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(56)	24
Effetto fiscale	151	(212)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.223	(5.514)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	5.878	(3.758)
di competenza:		
- azionisti Eni	5.528	(3.549)
- continuing operations	4.104	(5.600)
- discontinued operations	1.424	2.051
- interessenze di terzi	350	(209)
- continuing operations	(266)	(395)
- discontinued operations	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 azioni proprie	(660)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	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 perpetue	1.000	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(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 RICLASSIFICATO²

	Primo Semestre		
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.
Utile (perdita) netto - continuing operations	2.697	(559)	3.256
Utile (perdita) netto - discontinued operations	1.958	2.315	(357)
Utile (perdita) netto	4.655	1.756	2.899
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.776	3.558	(1.782)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(6)	1
- dividendi, interessi e imposte	2.700	2.384	316
Variazione del capitale di esercizio	(1.516)	192	(1.708)
Dividendi incassati	868	879	(11)
Imposte pagate	(2.051)	(2.230)	179
Interessi (pagati) incassati	(730)	(631)	(99)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.697	5.902	(205)
Investimenti tecnici	(4.008)	(3.773)	(235)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(800)	(351)	(449)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	(271)	84	(355)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	255	(175)	430
Free cash flow	873	1.687	(814)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(830)	(190)	(640)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.460	(1.324)	3.784
Rimborso di passività per beni in leasing	(669)	(675)	6
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.527)	1.564	(4.091)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	804	126	678
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	23	(204)	227
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	134	984	(850)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	Primo Semestre		
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.
Free cash flow	873	1.687	(814)
Rimborso di passività per beni in leasing	(669)	(675)	6
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(9)		(9)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(238)		(238)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	23	(725)	748
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.527)	1.564	(4.091)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	804	126	678
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(1.743)	1.977	(3.720)
Rimborsi lease liability	669	675	(6)
Accensioni del periodo e altre variazioni	(410)	70	(480)
Variazione passività per beni in leasing	259	745	(486)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(1.484)	2.722	(4.206)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2026 pari a €5.697 milioni, include €868 milioni 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 miliardi rispetto alla manovra del quarto trimestre 2025, nell'ambito delle iniziative del Gruppo per l'ottimizzazione del fabbisogno di capitale circolante.

² Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2026	2025	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		3.141	2.775	366	13,2
di cui: - ricerca esplorativa		265	166	99	59,6
- sviluppo di idrocarburi		2.860	2.586	274	10,6
- altro		16	23	(7)	(30,4)
Global Gas & LNG Portfolio		22	37	(15)	(40,5)
- Global Gas & LNG Portfolio		2	9	(7)	(77,8)
- Power		20	28	(8)	(28,6)
Enilive		119	101	18	17,8
Plenitude		219	340	(121)	(35,6)
Refining, Chimica e Sites in transformation		440	288	152	52,8
- Refining		384	206	178	86,4
- Chimica		44	82	(38)	(46,3)
- Sites in transformation		12			
Corporate e altre attività		78	253	(175)	(69,2)
Effetto eliminazione utili interni		(11)	(21)	10	
Investimenti tecnici ^(a)		4.008	3.773	235	6,2

(a) I costi capitalizzati per i quali sono state concesse 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 (€561 milioni e €753 milioni nel primo semestre 2026 e nel primo semestre 2025, rispettivamente).

Gli **investimenti tecnici** di €4.008 milioni evidenziano un incremento del 6% rispetto al periodo di confronto (€3.773 milioni nel primo semestre 2025) hanno riguardato essenzialmente:

- nel settore Exploration & Production gli investimenti (€3.141 milioni) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Libia, Congo, Egitto, Indonesia, Italia, Emirati Arabi Uniti, Algeria e Iraq;
- in Enilive (€119 milioni) sono relativi principalmente ai progetti di bioraffinazione (Ecofining™ a Venezia e catalizzatori a Gela) alla commercializzazione in Italia e all'estero;
- in Plenitude (€219 milioni) sono relativi allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché all'attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici;
- nel settore Refining, Chimica e Sites in transformation sono principalmente legati l'attività di raffinazione in Italia (€384 milioni) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e al business della chimica (€44 milioni) 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 milioni).

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

		30 giugno 2026		31 dicembre 2025	
	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
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 e altre partecipazioni			19.170		14.484
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		997		974
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.372)		(1.337)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 8)			(49)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 8)				
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)			209	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	74		169	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	171			
		(1.617)		(1.666)	
Totale Capitale immobilizzato			76.095		77.050
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.407		5.143
Crediti commerciali	(vedi nota 6)		9.044		8.986
Debiti commerciali	(vedi nota 15)		(14.863)		(13.901)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			757		1.506
- passività per imposte sul reddito correnti		(420)		(343)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(25)		(40)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	(2.277)		(1.589)	
- passività per imposte differite		(4.222)		(4.805)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	(35)		(47)	
- attività per imposte sul reddito correnti		820		539	
- attività per imposte sul reddito non correnti		125		125	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	692		919	
- attività per imposte anticipate		6.084		6.716	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	7		24	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	10		9	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(2)		(2)	
Fondi per rischi e oneri			(13.887)		(14.580)
Altre attività (passività), composti da:			(1.183)		(1.572)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 14)				
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 6)	3.279		3.232	
- altre attività correnti	(vedi nota 8)	2.721		3.024	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	1.293		2.608	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(3.497)		(4.692)	
- altre passività correnti	(vedi nota 8)	(3.521)		(2.401)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 8)	(1.458)		(3.343)	
Totale Capitale di esercizio netto			(13.725)		(14.418)
Fondi per benefici ai dipendenti			(559)		(596)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			11.831		5.979
composte da:					
- attività destinate alla vendita		18.533		8.005	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(6.702)		(2.026)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			73.642		68.015
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			56.930		52.787
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			31.522		28.464
- passività finanziarie a lungo termine		23.827		20.139	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.388		3.434	
- passività finanziarie a breve termine		5.334		4.929	
- altre attività non correnti	(vedi nota 8)	(27)		(38)	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(8.365)		(8.100)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(6.723)		(6.991)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		(5.163)		(3.845)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			11.271		9.528
Passività per beni in leasing, composti da:			5.441		5.700
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.358		4.437	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		1.083		1.263	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16			16.712		15.228
COPERTURE			73.642		68.015

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 17 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

Primo Semestre 2026

Primo Semestre 2025

	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto - continuing operations		2.697		(559)
Utile (perdita) netto - discontinued operations		1.958		2.315
Utile (perdita) netto		4.655		1.756
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		1.776		3.558
- ammortamenti	3.398		3.696	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	1.474		641	
- radiazioni	120		(13)	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.158)		(649)	
- altre variazioni	(2.077)		(125)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	19		8	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)		(6)
Dividendi, interessi e imposte		2.700		2.384
- dividendi	(60)		(100)	
- interessi attivi	(223)		(202)	
- interessi passivi	629		607	
- imposte sul reddito	2.354		2.079	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.516)		192
- rimanenze	(1.729)		401	
- crediti commerciali	(1.233)		2.655	
- debiti commerciali	1.794		(2.437)	
- fondi per rischi e oneri	(423)		(439)	
- altre attività e passività	75		12	
Dividendi incassati		868		879
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.051)		(2.230)
Interessi (pagati) incassati		(730)		(631)
- Interessi incassati	87		117	
- Interessi pagati	(817)		(748)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.697		5.902
Investimenti		(4.008)		(3.773)
- attività materiali	(4.478)		(3.707)	
- attività immateriali	(163)		(258)	
- altre variazioni	633		192	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(800)		(351)
- partecipazioni	(301)		(351)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(499)			
Disinvestimenti		(271)		84
- attività materiali	12		66	
- attività immateriali				
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	38			
- imposte pagate sulle dismissioni				
- partecipazioni	27		18	
- altre variazioni	(348)			
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		255		(175)
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(33)		(35)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	400		(184)	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	43		16	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	130		220	
- altre variazioni	(285)		(192)	
Free cash flow		873		1.687

segue **RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

	Primo Semestre 2026		Primo Semestre 2025	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		873		1.687
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(830)		(190)
- variazione netta titoli e crediti finanziari	(830)		(190)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.460		(1.324)
- assunzione di debiti finanziari a lungo termine	5.116		3.721	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(2.906)		(4.803)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	250		(242)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(669)		(675)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.527)		1.564
- apporti (rimborsi) netti di capitale da (ad) azionisti terzi			709	
- acquisto di azioni proprie	(849)		(666)	
- cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate			3.069	
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.552)		(1.524)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(126)		(33)	
- altri apporti			9	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		804		126
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	988		231	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(184)		(105)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		23		(204)
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	23		(204)	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		134		984

DETTAGLIO DISCONTINUED OPERATIONS

PLENITUDE – RISULTATI TRANSAZIONI CON PARTI TERZE

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.
Totale ricavi		5.407	5.685	(278)
Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni		(3.218)	(3.246)	28
Utile (perdita) operativo		2.189	2.439	(250)
Oneri/proventi finanziari		7	(81)	88
Utile (perdita) ante imposte		2.195	2.338	(143)
Imposte sul reddito		(237)	(23)	(214)
Utile (perdita) netto		1.958	2.315	(357)
di cui:				
- azionisti Eni		1.367	2.121	(754)
- interessenze di terzi		591	194	397
Indebitamento finanziario netto		250	122	128
Flusso di cassa netto da attività operativa		1.930	2.791	(861)
Investimenti tecnici		219	340	(121)

PLENITUDE – RISULTATI TRANSAZIONI CON PARTI TERZE E GRUPPO

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.
Totale ricavi		5.431	5.708	(277)
Costi operativi, ammortamenti e svalutazioni		(4.605)	(5.644)	1.039
Utile (perdita) operativo		826	64	762
Oneri /proventi finanziari		(52)	(41)	(11)
Utile (perdita) ante imposte		773	3	770
Imposte sul reddito		(237)	(23)	(214)
Utile (perdita) netto		536	(20)	556
di cui:				
- azionisti Eni		374	(19)	393
- interessenze di terzi		162	(1)	163
Indebitamento finanziario netto		3.274	2.061	1.213
Flusso di cassa netto da attività operativa		95	542	(447)
Investimenti tecnici		219	340	(121)

RISULTATI NON-GAAP³

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2026	2025		
Utile (perdita) operativo		4.071	3.490	581	16,6
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(585)	358		
Esclusione special item		2.448	641		
Utile (perdita) operativo adjusted		5.934	4.489	1.445	32,2
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti		2.977	1.873	1.104	58,9
Utile operativo proforma adjusted		8.911	6.362	2.549	40,1
<i>Dettaglio per settore di attività:</i>					
Exploration & Production		8.126	5.730	2.396	41,8
Global Gas & LNG Portfolio e Power		830	860	(30)	(3,5)
Enilive		433	224	209	93,3
Plenitude		439	374	65	17,4
Refining, Chimica e Sites in transformation		(300)	(527)	227	43,1
Corporate e altre attività		(526)	(477)	(49)	(10,3)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(91)	178	(269)	
Utile (perdita) ante imposte adjusted		6.235	4.949	1.286	26,0
Utile (perdita) netto adjusted		3.635	2.546	1.089	42,8
Utile (perdita) netto		4.655	1.756	2.899	..
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		4.390	1.715	2.675	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(398)	246		
Esclusione special item		(357)	585		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		3.635	2.546	1.089	42,8

Nel primo semestre 2026 Il Gruppo ha conseguito un **utile operativo proforma adjusted** di €8.911 milioni con un incremento del 40% rispetto al semestre 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 primo semestre 2026 l'**utile ante imposte adjusted** di €6.235 milioni aumenta del 26% rispetto al semestre 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 2026 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €3.635 milioni, in aumento del 43% rispetto al semestre di confronto, tenendo conto della riduzione del tax rate adjusted di Gruppo al 39% 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.

³ 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 (Non-GAAP measure)" alle pagine seguenti della presente relazione. I risultati dei segmenti di business evidenziano il loro contributo al consolidato Eni.

SPECIAL ITEM

	Primo Semestre	
(€ milioni)	2026	2025
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.448	641
- oneri ambientali (recupero costi da terzi)	143	192
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.474	641
- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)	(6)
- accantonamenti a fondo rischi	19	17
- oneri per incentivazione all'esodo	32	34
- derivati su commodity	72	(53)
- differenze e derivati su cambi	193	(279)
- altro	520	95
Oneri (proventi) finanziari	(201)	269
di cui:		
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(193)	279
Oneri (proventi) su partecipazioni	(2.436)	(154)
di cui:		
- plusvalenza netta su business combination	(2.088)	
Imposte sul reddito	(251)	(140)
Totale special item dell'utile (perdita) netto	(440)	616
di competenza:		
- azionisti Eni	(357)	585
- interessenze di terzi	(83)	31

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €2.448 milioni nel primo semestre 2026 con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.757 milioni relativi principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas per effetto della revisione delle priorità nell'allocatione 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 milioni); svalutazione di crediti (€92 milioni) e oneri ambientali (€15 milioni);
- **GGP e Power:** oneri netti di €432 milioni 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 milioni). La riclassificazione del saldo positivo di €152 milioni 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 milioni relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €409 milioni);
- **Refining, Chimica e Sites in transformation:** oneri netti di €534 milioni 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 milioni), e alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€178 milioni), nonché accantonamenti ambientali di €90 milioni.

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

EXPLORATION & PRODUCTION

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.	Var %
Ricavi Upstream	10.811	10.107	704	7,0
Utile operativo proforma adjusted	8.126	5.730	2.396	41,8
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>	<i>2.867</i>	<i>1.841</i>	<i>1.026</i>	<i>55,7</i>
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	3.502	3.446	56	1,6
Esclusione special items	1.757	443		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	5.259	3.889	1.370	35,2
Utile (perdita) ante imposte adjusted	5.867	4.413	1.454	32,9
<i>tax rate (%)</i>	<i>36,4</i>	<i>46,2</i>	<i>(9,8)</i>	
Utile (perdita) netto adjusted	3.729	2.372	1.357	57,2
I risultati includono:				
Costi di ricerca esplorativa:	220	86	134	..
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	134	86	48	55,8
- radiazione di pozzi di insuccesso	86	0	86	..

Nel primo semestre 2026 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €8.126 milioni, in aumento del 42% rispetto al semestre 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 +29%) e del gas (in aumento del 9%) compensati dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro nella conversione dei risultati delle controllate estere che hanno il dollaro USA come moneta funzionale (EUR/USD +7%).

L'**utile netto adjusted** di €3.729 milioni è aumentato del 57% rispetto al semestre 2025 ed include un maggior contributo dei risultati delle JV e collegate.

Il tax rate si attesta al 36%, in riduzione rispetto al semestre 2025 per effetto del più favorevole mix geografico dei profitti.

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.	Var %
Società partecipate rilevanti				
Utile operativo adjusted (quota Eni)	2.867	1.841	1.026	55,7
<i>di cui: Vår Energi</i>	<i>1.920</i>	<i>1.009</i>	<i>911</i>	<i>90,3</i>
<i>Azule Energy</i>	<i>463</i>	<i>450</i>	<i>13</i>	<i>2,9</i>
Utile netto adjusted	791	495	296	59,8
Dividendi	558	596	(38)	(6,4)
Produzione di idrocarburi	546	432	114	26,4
(mgl di boe/g)				

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.	Var %
Ricavi della gestione caratteristica	9.433	9.034	399	4,4
Utile operativo proforma adjusted	830	860	(30)	(3,5)
<i>GGP</i>	<i>783</i>	<i>631</i>	<i>152</i>	<i>24,1</i>
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>	<i>17</i>	<i>19</i>	<i>(2)</i>	<i>(10,5)</i>
<i>Power</i>	<i>47</i>	<i>229</i>	<i>(182)</i>	<i>..</i>
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	381	1.358	(977)	..
Esclusione special item	432	(517)		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	813	841	(28)	(3,3)
Utile (perdita) ante imposte adjusted	821	852	(31)	(3,6)
Utile (perdita) netto adjusted	515	542	(27)	(5,0)

Nel primo semestre 2026 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €783 milioni in aumento del 24% rispetto al primo semestre 2025, beneficiando delle continue ottimizzazioni del portafoglio di asset e degli specifici benefici connessi alle rinegoziazioni e agli accordi.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €47 milioni nel primo semestre 2026, in riduzione di €182 milioni. Il confronto con lo stesso periodo del 2025 è influenzato dalla circostanza che i risultati del primo semestre 2025 riflettevano gli effetti di un evento one-off.

Il settore ha chiuso il primo semestre 2026 con un **utile netto adjusted** di €515 milioni in lieve riduzione (€27 milioni) rispetto al primo semestre 2025.

TRANSITION BUSINESSES

ENILIVE

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2026	2025		
Ricavi della gestione caratteristica		11.674	9.536	2.138	22,4
EBITDA proforma adjusted		592	381	211	55,4
Utile operativo proforma adjusted		433	224	209	93,3
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		30	(24)	54	225,0
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		375	174	201	115,5
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(35)	42		
Esclusione special item		63	32		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		403	248	155	62,5
Utile (perdita) ante imposte adjusted		414	213	201	94,4
Utile (perdita) netto adjusted		301	141	160	113,5

Nel primo semestre 2026 **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €433 milioni, in aumento del 93% rispetto allo stesso periodo del 2025, grazie principalmente al business della bioraffinazione sostenuto dal miglioramento dello scenario nonostante la fermata della bioraffineria di Venezia.

Il business ha conseguito un **EBITDA proforma adjusted** pari a €592 milioni, in aumento del 55% rispetto ai €381 milioni del primo semestre 2025.

PLENITUDE

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2026	2025		
Ricavi della gestione caratteristica		5.305	5.603	(298)	(5,3)
EBITDA proforma adjusted		541	614	(73)	(11,9)
Utile operativo proforma adjusted		439	374	65	17,4
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		826	64	762	..
Esclusione special item		(427)	302		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		399	366	33	9,0
Utile (perdita) ante imposte adjusted		393	336	57	17,0
Utile (perdita) netto adjusted		264	223	41	18,4

Nel primo semestre del 2026 **Plenitude** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €439 milioni, in aumento del 17% rispetto al primo semestre del 2025, a seguito dell'aumento dei volumi delle rinnovabili e della sospensione degli ammortamenti in relazione al processo di deconsolidamento in corso.

L'**EBITDA proforma adjusted** è stato pari a €541 milioni, in riduzione rispetto ai €614 milioni del primo semestre 2025.

REFINING, CHIMICA E SITES IN TRANSFORMATION

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2026	2025	Var. ass.	Var %
Ricavi della gestione caratteristica	10.553	9.465	1.088	11,5
Utile (perdita) operativo proforma adjusted	(300)	(527)	227	43,1
Refining ^(a)	66	(100)	166	..
di cui: società partecipate rilevanti	23	29	(6)	(20,7)
Chimica	(223)	(427)	204	47,8
Sites in transformation	(143)		(143)	
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(302)	(1.302)	1.000	76,8
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(555)	427		
Esclusione special item	534	319		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(323)	(556)	233	41,9
Utile (perdita) ante imposte adjusted	(322)	(550)	228	41,5
Utile (perdita) netto adjusted	(316)	(507)	191	37,7

(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 in trasformazione" con efficacia dal 1° gennaio 2026.

Nel primo semestre 2026 il settore Refining, Chimica e Sites in transformation ha registrato la **perdita operativa proforma adjusted** di €300 milioni in miglioramento del 43% rispetto alla perdita di €527 milioni del primo semestre 2025.

Il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R>, ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €66 milioni tornando in utile rispetto alla perdita operativa proforma adjusted di €100 milioni registrata nel primo semestre 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.

Il risultato del business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €223 milioni, in significativo miglioramento rispetto alla perdita operativa di €427 milioni rilevata nel primo semestre 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.

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 €143 milioni nel primo semestre 2026 a causa dei costi sostenuti per la ristrutturazione degli impianti.

Il settore Refining, Chimica e Sites in transformation ha registrato una **perdita netta adjusted** pari a €316 milioni in miglioramento rispetto alla perdita di €507 milioni del primo semestre 2025 (+38%).

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measure.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra

gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. 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.

EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più ammortamenti e svalutazioni. Indica la redditività dell'azienda sulla base delle decisioni operative.

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 ante lease liability 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 in corso.

Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted

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, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, 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.

Utile operativo proforma adjusted

In relazione al crescente contributo delle JV/associates è stata definita la misura di risultato "utile operativo proforma adjusted" che integra la quota Eni dei margini operativi delle investee.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enliven	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	
I semestre 2026	(€ milioni)											
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 (recupero costi da terzi)	15		48		90	(10)		143				143
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.203		11		187	73		1.474				1.474
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti								(5)				(5)
- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)							19				19
- accantonamenti a fondo rischi	11		1		1	6		32	(2)		(2)	30
- oneri per incentivazione all'esodo	9	1	1	2	12	7		72	423	(425)	(2)	70
- derivati su commodity	(11)	314	14	(423)	178			193				193
- differenze e derivati su cambi	27	152	(2)		16			520	6		6	526
- altro	508	(35)	(10)	(6)	50	13		2.448	427	(425)	2	2.450
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.757	432	63	(427)	534	89		2.977	(40)		(40)	2.937
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			8.911	(439)	(1.788)	(2.227)	6.684
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	(1.629)
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	(2.308)
Tax rate (%)								38,9				
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

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enliva	Plentitude	Refining, Chimica e Sites in transformation	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Esclusione discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS
									Plentitude	Elisium Infragrupo	TOTALE	
I semestre 2025	(€ milioni)											
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	(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

RICONDUZIONE UTILE OPERATIVO PROFORMA ADJUSTED DI GRUPPO

	Primo Semestre		
(€ milioni)	2026	2025	var %
Utile operativo adjusted E&P	5.259	3.889	35,2
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	2.867	1.841	55,7
Utile operativo proforma adjusted E&P	8.126	5.730	41,8
Utile operativo adjusted GGP e Power	813	841	(3,3)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	17	19	(10,5)
Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	830	860	(3,5)
Utile operativo adjusted Transition Businesses	802	614	30,6
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	70	(16)	..
Utile operativo proforma adjusted Transition Businesses	872	598	45,8
Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	(323)	(556)	41,9
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	23	29	(20,7)
Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Sites in transformation	(300)	(527)	43
Utile operativo adjusted altri settori	(526)	(477)	(10,3)
Effetto eliminazione utili interni	(91)	178	
Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	8.911	6.362	40,1

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

FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVA DI GRUPPO ADJUSTED

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2026	2025	Var. ass.
Utile (perdita) netto di Gruppo		4.655	1.756	2.899
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		1.776	3.558	(1.782)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)	(6)	1
- dividendi, interessi e imposte		2.700	2.384	316
Variazione del capitale di esercizio		(1.516)	192	(1.708)
Dividendi incassati da partecipate		868	879	(11)
Imposte pagate		(2.051)	(2.230)	179
Interessi (pagati) incassati		(730)	(631)	(99)
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.697	5.902	(205)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa di Gruppo** del primo semestre 2026 è pari a €5.697 milioni.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €7.347 milioni nel primo semestre 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.

	(€ milioni)	Primo Semestre	
		2026	2025
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.697	5.902
Variazione del capitale di esercizio		1.516	(192)
Esclusione derivati su commodity		72	(53)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(585)	358
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		6.700	6.015
Oneri (proventi) straordinari		647	174
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		7.347	6.189

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

Fattori di rischio e incertezza

I principali fattori di rischio strategico, industriale, operativo, regolatorio e legale ai quali è esposto il Gruppo non presentano variazioni significative rispetto al 2025; pertanto in questa sezione sono richiamati in modo sintetico rinviando per gli approfondimenti alla Relazione Finanziaria Annuale 2025 ("RFA").

I risultati di Eni sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio e del gas

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico e con l'evoluzione del quadro sociopolitico mondiale.

I fondamentali del mercato fisico sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta petrolifera globale e il livello delle scorte. Nel breve termine, la domanda petrolifera è funzione della crescita del prodotto interno lordo mondiale, dei flussi di commercio internazionale, del livello di fiducia di consumatori e imprese, delle politiche monetarie delle banche centrali, e risente di fattori esogeni di varia natura (tensioni geopolitiche, guerre, pandemie, eccetera) che possono indurre gli operatori industriali a incrementare o decrementare le scorte. La produzione ha un minore grado di elasticità nel breve termine. Quando l'offerta eccede la domanda con conseguente incremento delle scorte, il prezzo del petrolio declina; il contrario avviene quando l'offerta è corta. I movimenti del prezzo guidati dai fattori fisici sono amplificati dal positioning degli operatori finanziari (Commodity Trading Advisor, hedge fund, money managers, eccetera) con scommesse al rialzo o al ribasso nel mercato dei future, che riflettono le aspettative sull'evoluzione futura della domanda e dell'offerta nel breve e sui possibili impatti dei fenomeni geopolitici e macroeconomici sul bilanciamento globale. Gli scambi finanziari alimentano la volatilità del prezzo, poiché i volumi giornalieri scambiati nei mercati dei derivati sono significativamente superiori agli scambi fisici. La volatilità del prezzo correlata a tali fattori influenza in modo significativo la prevedibilità dei risultati del Gruppo nel breve termine, nonostante la struttura dei prezzi forward possa costituire un valido riferimento.

La volatilità del prezzo del petrolio ha raggiunto livelli record nel corso del primo semestre 2026. Lo scoppio della crisi in Medio Oriente con atti di ostilità tra USA, Israele e Iran ha provocato il repentino "spike" delle quotazioni con valori prossimi a quota 140 \$/barile per lo spot (120 \$/barile per il future) da marzo e fino a tutto aprile, a causa delle interruzioni di entità senza precedenti nel flusso di greggio, gas e prodotti per la chiusura del nodo nevralgico dello Stretto di Hormuz, attraverso il quale transita circa il 10% dell'offerta globale di greggio, e degli importanti danni alle infrastrutture petrolifere dei Paesi del Golfo. Tuttavia, il rischio di carenza nel mercato fisico è stato attenuato dal pronto rilascio delle scorte commerciali e strategiche degli USA e di altri paesi OCSE e soprattutto dalla rilevante riduzione delle importazioni da parte della Cina che ha fatto leva sulle proprie scorte e sulla riduzione dei run delle raffinerie di Stato per gestire la temporanea carenza di materia prima. Tale capacità di adattamento del mercato, il mancato materializzarsi del rischio di "shortage" e le aspettative di una rapida risoluzione della crisi hanno indotto gli operatori finanziari a liquidare le posizioni lunghe nel mercato a futuri, innescando una altrettanto veloce correzione del prezzo che nei mesi di maggio e giugno ha perso il 50% del valore rispetto ai picchi per assestarsi intorno ai 70 \$/barile. Nel primo semestre 2026 la media prezzi è stata di circa 93 \$/barile con un positivo effetto sui prezzi di realizzo dei greggi equity.

Escludendo imprevedibili sviluppi geopolitici, l'andamento del prezzo del petrolio nel secondo semestre 2026 e a breve termine è esposto ai rischi di rallentamento della crescita o, nel "worst case", di possibile contrazione dell'economia globale, sulla quale pesano numerosi fattori di incertezza, quali: le misure protezionistiche promosse dall'amministrazione USA, l'instabilità finanziaria derivante dai debiti pubblici, dall'aumento dei tassi d'interesse a lungo termine e dall'inflazione, l'incerta ripresa della Cina e il prolungarsi del conflitto russo-ucraino. Inoltre, l'alleanza OPEC+ ha deciso di accelerare il rientro sul mercato dei tagli produttivi fatti in anni passati, mentre alcuni paesi membri hanno deciso di uscire dal cartello per perseguire i propri obiettivi di produzione. Considerati tali rischi, Eni prevede una certa correzione del prezzo nel secondo semestre per una media annua di 85 \$/barile.

Gli eventi connessi alla crisi del Golfo non hanno modificato la valutazione dello scenario petrolifero di lungo termine da parte del management.

Le previsioni di prezzo a lungo termine si basano su complesse assunzioni di natura soggettiva da parte del management sulla futura evoluzione della domanda petrolifera, influenzata da numerosi fattori quali la crescita demografica, il miglioramento del tenore di vita, il cambiamento delle preferenze dei consumatori, i rischi di spiazzamento del petrolio e del gas da parte di altri vettori energetici nell'ambito della transizione dell'economia verso un modello "low carbon", il ruolo delle tecnologie e lo sviluppo

dell'offerta. La previsione di prezzo di lungo termine incorpora le migliori stime del management relative ai fattori indicati e assume un livello di prezzo "mid-cycle" coerente con le aspettative dei maggiori paesi importatori e sufficientemente remunerativo rispetto ai costi marginali di produzione da stimolare un adeguato livello di offerta rispetto alla prevista evoluzione della domanda. Tale livello di prezzo di lungo termine è invariato rispetto alla previsione adottata nella Relazione Finanziaria Annuale 2025; pertanto non si registra un indicatore di perdita di valore delle attività Eni nel settore oil&gas legato all'effetto prezzo.

Il Gruppo ha identificato indicatori di perdita di valore di alcune cash generating unit mature in relazione alle nuove opportunità di investimento dell'attuale portafoglio upstream di Eni, che rendono non prioritari sviluppi del potenziale residuo di giacimenti maturi prossimi all'esaurimento e per i quali non siano in corso progetti che abbiano comportato la firma di contratti con terzi fornitori, coerentemente con la strategia di focalizzazione sui progetti core. Per tali asset maturi, il management ha aggiornato la metodologia di impairment test per adeguarla ai fondamentali del modello upstream Eni escludendo dalla stima dei valori d'uso i futuri flussi di cassa associati allo sviluppo delle riserve probabili non sviluppate (P2 Undeveloped). Tale adeguamento di stima, congiuntamente ad alcuni effetti di modifica di profili produttivi, ha determinato svalutazioni di ca. €1,47 miliardi relative ad asset in Italia, Australia, USA, Egitto e Congo.

Per quanto riguarda il gas naturale è confermata la previsione di graduale declino del prezzo nel medio-lungo termine in relazione all'avvio di rilevante capacità di liquefazione negli USA, Qatar ed altri paesi e della crescita delle rinnovabili che manterranno il mercato in equilibrio.

I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e, in misura minore, del gas naturale. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sui flussi di cassa a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno. Nel portafoglio corrente Eni, l'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 40% della produzione di petrolio e gas del Gruppo. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato.

La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta direttamente al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili.

Il Gruppo aggiorna ogni anno sulla base dell'evoluzione del portafoglio l'analisi di variabilità dei principali risultati consolidati (utile operativo e flusso di cassa operativo) ai movimenti del prezzo del petrolio: per il 2026 Eni stima che una variazione del prezzo del petrolio Brent di 1\$/barile rispetto al prezzo previsivo di 85 \$/barile, comporta una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,11 miliardi e dell'utile operativo di €0,16 miliardi; mentre è necessario un movimento di prezzo del gas di circa l'8% per avere effetti analoghi a quelli del petrolio. Tali analisi di sensitività sono ritenute valide per contenute variazioni di prezzo rispetto alla previsione. L'attività Oil & Gas è un business che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente, gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento attraverso l'emissione di nuove obbligazioni o utilizzando le linee di credito. I flussi di cassa operativi e l'accesso al mercato dei capitali del Gruppo sono soggetti a diverse variabili, quali: (i) l'ammontare delle riserve certe del Gruppo; (ii) il volume di petrolio e di gas naturale che il Gruppo è in grado di produrre e vendere dai pozzi esistenti; (iii) i prezzi di vendita; (iv) la capacità di scoprire e mettere in produzione nuove riserve; (v) la capacità e la disponibilità delle banche e delle istituzioni finanziarie e degli investitori a concedere credito/sottoscrivere le obbligazioni emesse da Eni per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo, considerato il rischio strategico della transizione energetica e i sempre più stringenti vincoli nella valutazione delle metriche ESG delle aziende creditrici applicate dalle istituzioni finanziarie. La redditività dei progetti upstream è esposta ai rischi di aumento dei costi dei fattori produttivi in relazione alle correnti pressioni inflazionistiche dovute al complesso scenario geopolitico.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla redditività, sui flussi di cassa e sulle prospettive industriali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di espansione, riducendo la capacità di crescere in futuro in termini di produzione e ricavi e di rispettare gli obblighi contrattuali. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe essere costretto a rivedere le decisioni di investimento e la fattibilità dei progetti di sviluppo e dei piani di investimento e, a seguito di tale revisione, potrebbe riprogrammare, rinviare, ridurre o cancellare i progetti. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività, nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero antieconomiche in questo tipo di contesto.

Nonostante Eni adotti presidi di controllo della redditività dei progetti per verificarne la sostenibilità anche in presenza di scenari prezzo depressi, nonché un framework finanziario basato sulla selettività nelle decisioni d'investimento e sul mantenimento di

un adeguato livello di patrimonializzazione e di riserve di liquidità, il verificarsi di tali rischi potrebbe influenzare negativamente le prospettive di business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità del Gruppo e i ritorni per gli azionisti.

I settori della raffinazione di prodotti petroliferi e della chimica da idrocarburi sono esposti alla volatilità del ciclo economico e ai fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie europee.

Nel primo semestre 2026 il settore della raffinazione oil di Eni ha registrato un risultato positivo grazie la significativa ripresa del margine indicatore SERM dovuta alla minore offerta globale di prodotti raffinati in relazione ai fattori geopolitici (interruzioni di impianti in Medio Oriente e in Russia) e alla decisione delle autorità cinesi di ridurre l'export di prodotto a beneficio del mercato interno. Tuttavia, i risultati Eni non hanno riflesso appieno il margine indicatore a causa dell'aumento dei noli e di altre disottimizzazioni.

In relazione ai fattori di debolezza strutturale della chimica europea con posizione di costo significativamente meno competitiva rispetto ai produttori cinesi, statunitensi e del Medio Oriente, Eni ha avviato un piano di ristrutturazione dei principali hub petrolchimici per riconvertirli ai business della transizione. Nel primo semestre 2026 il settore chimico Eni gestito dalla Versalis ha contenuto le perdite operative.

L'ambiente operativo di Eni è influenzato in maniera rilevante dalle politiche di contrasto al cambiamento climatico messe in atto dai governi di numerosi Stati a seguito degli impegni annunciati nell'ambito dell'Accordo di Parigi, ribaditi e aggiornati in occasione delle successive COP, nonché dall'evoluzione delle preferenze dei consumatori verso prodotti sempre più decarbonizzati.

La transizione dell'economia verso un modello "carbon-neutral" e la diffusione di modelli di consumo più sostenibili dal punto di vista ambientale (come veicoli elettrici, prodotti "plastic-free" e maggiore efficienza energetica) potrebbero determinare una strutturale diminuzione della domanda d'idrocarburi nel medio-lungo termine. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/reddittività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono più rischiose le decisioni di investimento a lungo termine. Inoltre, le attività Eni nel settore del petrolio e del gas espongono il Gruppo a diversi rischi regolatori, legali e reputazionali che potrebbero influenzare negativamente la redditività e l'andamento del titolo Eni attraverso un aumento dei costi e delle passività, restrizioni e divieti di vario genere, il ridotto accesso ai mercati finanziari e un possibile aumento del costo del capitale per il Gruppo.

Eni è esposta ai rischi di esecuzione dell'attuale strategia di riposizionamento del portafoglio basata sulla progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita delle energie rinnovabili, dei biocarburanti e dei chemicals ecocompatibili, così come dello sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni climalteranti e di vettori energetici lower carbon.

I risultati economici e i flussi di cassa previsti dal Gruppo nel 2026 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale e all'incertezza connessa al complesso quadro geopolitico in relazione al protrarsi dell'aggressione armata della Russia nei confronti dell'Ucraina, alle tensioni in Medio Oriente e alle controversie commerciali tra Stati Uniti, Europa e Cina, che possono innescare shock globali.

La persistenza di rischi sistemici e di incertezza e volatilità nei mercati finanziari ed energetici può incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, i flussi di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

La principale esposizione di Eni nei confronti della Russia riguarda i contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine con società del Gruppo Gazprom, nonostante la loro efficacia sia temporaneamente sospesa nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (occorre risalire al 2022 per registrare significativi volumi di gas naturale di provenienza russa nel portafoglio Eni per le forniture al mercato europeo). Eni ha interesse di terminare i contratti di approvvigionamento della Russia nel più breve tempo possibile. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

Eni è esposta ai rischi di fluttuazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio dell'euro con le principali valute, in particolare il dollaro statunitense, e dei tassi di interesse che potrebbero comportare una diminuzione del valore di bilancio delle attività o un incremento delle passività o un impatto negativo sui cash flow attesi.

Eni è esposta al rischio di default delle controparti commerciali e finanziarie, che potrebbero non adempiere le obbligazioni contrattuali nei confronti del Gruppo.

Per maggiori informazioni sul rischio mercato si rinvia alle Note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2025 (nota n. 28 Garanzie Impegni e Rischi).

L'attività upstream Eni è condotta principalmente in Paesi non OCSE caratterizzati da diversi rischi del contesto operativo e associati all'instabilità del quadro politico, istituzionale, sociale e legale.

Tale instabilità può causare imprevedibili sviluppi, quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture e altre forme di disordine civile e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi. Inoltre, tali paesi sono caratterizzati da un certo grado di fragilità economica e finanziaria, dovuta alla dipendenza dalle esportazioni di petrolio.

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto al rischio Paese in Libia e Venezuela. Per quanto riguarda la Libia, uno dei Paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, nonostante l'assenza di un governo di unità nazionale e il permanere di conflittualità interna esacerbata negli ultimi mesi nell'area di Tripoli, il Paese ha mantenuto una complessiva stabilità nelle aree operative che ha consentito lo svolgimento delle attività estrattive nel semestre 2026, nonché la prosecuzione dei progetti di sviluppo in corso.

Grazie ai restaurati rapporti politici con gli USA e alla cessazione dei divieti all'export di greggio, il contesto operativo del Venezuela è in graduale miglioramento. Nel primo semestre 2026 la produzione e l'export di greggio venezuelano sono ripresi in misura significativa. Tali recenti sviluppi rendono meno incerte le prospettive dell'Eni di recuperare i crediti scaduti verso la società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") derivanti dalle vendite di gas del progetto Perla operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale. Eni ha ottenuto delle "general licence" dalle autorità USA che consentono le attività di investimento nel Paese e la possibilità di commercializzare l'olio. Nel corso del periodo Eni ha incassato le fatture delle forniture correnti. Tuttavia, al momento Eni non è autorizzata a eseguire operazioni di "debt swap". Sono allo studio iniziative industriali con PDVSA, quali la riattivazione di alcuni giacimenti di olio pesante partecipati da Eni, volte a creare le condizioni per il recupero dello scaduto. I crediti nominali vs PDVSA pari a \$2,7 miliardi sono esposti in bilancio al netto di un fondo svalutazione pari a ca. il 55%, che esprime la migliore stima del management del time value del piano di recupero.

L'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbe influire sulle scelte operative e di investimento di Eni che potrebbe anche, in ultima istanza, decidere di ridimensionare la presenza in determinate aree, con conseguenti possibili ripercussioni negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

La complessità tecnica e operativa delle attività del Gruppo, la loro scala e portata geografica, nonché la natura dei prodotti espongono il Gruppo a rilevanti rischi in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte ai rischi operativi connessi alla complessità delle operazioni industriali e alle caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono causare danni alle persone, all'ambiente e alle proprietà di proporzioni anche rilevanti come nel caso di esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nel suolo, nelle falde e nell'ambiente acquatico, emissioni nocive e altre simili avverse conseguenze. Vi sono rischi che tali eventi possano assumere proporzioni catastrofiche. Inoltre, l'impronta ambientale delle attività Eni è rilevante in termini di emissioni ritenute climalteranti, prelievi idrici e altre matrici.

Le attività nelle quali Eni opera, sono soggette a severe regolamentazioni nazionali ed internazionali a tutela dell'ambiente, della biodiversità, della risorsa idrica, della salute e della sicurezza delle persone, dell'incolumità pubblica e della proprietà. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti. In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione a diversi siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse, dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione

legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Le attività nel settore Oil&Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, la cui incidenza sull'utile ante imposte risulta essere più elevata rispetto alle altre attività commerciali.

Storicamente, l'aliquota fiscale marginale nel settore Oil&Gas tende ad aumentare nelle fasi rialziste dei prezzi del petrolio, rendendo più difficile per Eni tradurre l'aumento del prezzo del petrolio in un aumento dell'utile netto. In tali fasi sono possibili prelievi straordinari sui profitti delle compagnie petrolifere, quali windfall taxes, contributi solidaristici e oneri simili, con l'intento da parte delle amministrazioni finanziarie di ripartire i costi della bolletta energetica. Sfavorevoli variazioni dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle attività Oil&Gas comporterebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa.

Il contesto competitivo in cui Eni opera è caratterizzato da prezzi e margini volatili delle commodity energetiche, limitata differenziazione dei prodotti e complessi rapporti con le Compagnie di Stato dei Paesi in cui sono localizzate le riserve di idrocarburi.

La competitività della compagnia in tale contesto richiede la continua attenzione all'innovazione tecnologica, l'efficienza nei costi e la gestione efficace delle risorse di capitale.

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi richiedono elevati investimenti con estesi orizzonti temporali per il ritorno del capitale investito e sono soggette al rischio minerario, alla volatilità dei prezzi, nonché a rilevanti rischi operativi in funzione della natura delle operazioni. La Compagnia potrebbe non essere in grado di rimpiazzare in maniera efficiente le riserve prodotte e i volumi d'idrocarburi che sono recuperati nella vita utile dei giacimenti potrebbero essere inferiori alle stime iniziali a causa dell'incertezza.

Il rischio minerario è rappresentato dall'incertezza dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche o insufficienti a giustificare il completamento dei pozzi esplorativi come produttori. Nelle attività di sviluppo, il rischio minerario è dovuto alla possibile sottoperformance dei reservoir e al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali a causa dell'incertezza e della complessità delle valutazioni ingegneristiche. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi sono caratterizzati da lunghi tempi di realizzazione e di pay-back e dall'elevata esposizione finanziaria nella fase di costruzione/commissioning, che li espone al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di aumenti non pianificati dei costi d'investimento/operativi, di possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità dei prezzi degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto alle assunzioni sottostanti la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution ed operativi possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning, nonché il possibile accadimento di incidenti operativi in particolare in ambito offshore (quali esplosioni con rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale dai pozzi incidentati c.d. "blowout", malfunzionamenti delle apparecchiature con conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, incendi di pozzi, piattaforme o unità galleggianti di produzione, collisioni marine e altri eventi simili).

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati possessori delle riserve. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni potrebbe influenzare in maniera negativa le prospettive di crescita del Gruppo, i risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista. Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. L'industria è esposta ai rischi di strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica, ridotta disponibilità di yard di costruzione, nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input, come si è verificato negli ultimi anni in relazione alla pressione inflazionistica in tutti i settori produttivi a partire dalle materie prime. Per il 2026 è prevedibile un aumento della pressione inflazionistica nella catena di fornitura; in particolare, le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attesi rimanere su elevati livelli a causa della disciplina finanziaria adottata dal settore dei servizi all'industria in risposta alla contrazione degli investimenti da parte del settore petrolifero durante i recenti downturn e al mantenimento di un approccio

selettivo al capital budget. Pertanto, le società petrolifere sono esposte al rischio di competere rispetto a un'offerta limitata di unità di perforazione e altri mezzi, con l'ulteriore rischio di riduzione dei margini a causa del corrente andamento del prezzo del petrolio.

Rischi connessi all'attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili

I progetti di sviluppo e realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono esposti ai rischi autorizzativi e di incremento dei costi e di ritardi nella catena di approvvigionamento con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti. Il ritorno dei progetti nel campo delle rinnovabili è influenzato da fattori quali (i) le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (ii) eventuali malfunzionamenti e interruzioni dell'operatività degli impianti di trasmissione e generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili anche in relazione a fenomeni meteorologici estremi (c.d. rischio fisico), (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.

Rischi connessi al mercato GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas prevalentemente in ambito europeo e nel mercato del GNL a livello globale. I risultati di tale business sono influenzati dalle dinamiche globali e regionali della domanda e dell'offerta di gas naturale e dal conseguente contesto competitivo. L'attuale fase di mercato è caratterizzata da una sostanziale oversupply dovuta alla rilevante crescita della capacità di liquefazione in USA e alla contenuta dinamica della domanda di gas in Europa a causa della modesta crescita economica. Questi fattori spiegano la contenuta reazione dei prezzi spot del gas ai principali hub europei rispetto alla crisi dello stretto di Hormuz che ha di fatto bloccato le esportazioni dal Qatar. Nel medio/lungo termine il continuo afflusso di GNL da nuovi progetti upstream/midstream contribuirà all'equilibrio tra domanda e offerta globale.

Il settore GGP è esposto ai rischi dovuti alla rilevante presenza nel portafoglio di approvvigionamento di contratti long-term con clausola take-or-pay. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato e intende stipulare in futuro contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato ad un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa a significativi rischi finanziari nel caso in cui, a causa di un eventuale eccesso di offerta, i prezzi di mercato non fossero remunerativi rispetto alla quota di minimum take non coperta da contratti di vendita e attività di risk management, facendo scattare l'applicazione della clausola. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management di Eni è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay/ship-or-pay e l'associato rischio finanziario. Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), attualmente sospesi, Eni intende completare il processo di uscita dai rapporti commerciali con società russe. Tale processo potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

Il Gruppo è parte di numerosi procedimenti giudiziari e arbitrali e, in materia di responsabilità d'impresa, ai sensi del D.Lgs. 231/01

Eni è parte di procedimenti giudiziari civili o penali o arbitrali anche duraturi, con conseguente impiego di risorse, costi e spese legali. Eni ha rilevato in bilancio le passività associate ai procedimenti per i quali è probabile la soccombenza e l'onere possa essere stimato in maniera attendibile. Nel caso in cui gli accantonamenti effettuati relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a far fronte interamente agli oneri, alle spese, alle sanzioni e alle richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al momento della stima del fondo di bilancio, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Il Gruppo è esposto al rischio cybersecurity

È un rischio sempre più pervasivo sia per la crescente digitalizzazione delle attività del Gruppo sia per considerazioni in merito all'ambiente operativo:

- Eni è un obiettivo particolarmente appetibile per i cyber criminali in ragione del settore in cui opera e del contesto geopolitico attuale (ad es. conflitto Russia-Ucraina);

- gli attacchi informatici, attuati anche mediante l'utilizzo dell'intelligenza artificiale, sono in costante aumento (ad esempio spear phishing, malware, deep fake ecc.).

Il Gruppo è esposto al rischio di violazioni della normativa di riferimento in tema di gestione, trattamento e protezione dei dati personali, con effetti pregiudizievoli sull'attività e sulle prospettive del Gruppo, con particolare riferimento ai mercati finali in cui il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business.

Il Gruppo è esposto al rischio di possibili violazioni delle norme nazionali ed internazionali in materia di anti-corruption.

Questo rischio è significativo poiché Eni opera in diversi Paesi del mondo e in attività complesse quali l'estrazione d'idrocarburi caratterizzata dai costanti rapporti con le compagnie petrolifere di Stato, e nel commodity trading. Nonostante il Gruppo abbia adottato un sistema di controllo interno, procedure e un codice etico per prevenire la commissione di reati corruttivi da parte dei propri dipendenti, che avrebbero riflessi su Eni per via del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa e i codici anticorruzione internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi anticorruzione e la conseguente applicazione delle sanzioni previste, con possibili ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni.

Evoluzione prevedibile della gestione

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 miliardi, in crescita del 40% rispetto alla previsione iniziale;
- Enilive e Plenitude: EBITDA proforma adjusted di Enilive rivisto al rialzo a €1,3 miliardi (da €1,1 miliardi) allo scenario attuale e Plenitude confermato a €1,3 miliardi;
- 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 miliardi, 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 miliardi rispetto alle sensitivity del Gruppo¹;
- capex lordi confermati a €7 miliardi; capex netti rivisti in riduzione rispetto alla precedente guidance inferiori a €5 miliardi;
- 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 miliardi, + 20% rispetto alla precedente previsione del primo trimestre di €2,8 miliardi, 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 miliardi) 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 miliardi 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 miliardi);
- confermata la previsione relativa al dividendo 2026 pari a €1,1 per azione (in aumento del 5% rispetto al 2025).

Altre informazioni

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre sono indicati nella Nota 35 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rapporti con parti correlate

Si rinvia alla Nota 32 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Programma di buy-back

Il 18 febbraio 2026, si è concluso il programma di buy-back autorizzato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2025 con l'acquisto complessivo di circa 119 milioni di azioni per un totale di €1,8 miliardi.

Eni, a seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 6 maggio 2026, ha lanciato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie, con scadenza aprile 2027.

Nell'ambito di tale programma la prima tranche si è conclusa con l'acquisto di 5,1 milioni di azioni proprie (pari allo 0,17% del capitale sociale) per un controvalore complessivo di €120 milioni. La seconda tranche prevede l'acquisto fino a un massimo di 297,9 milioni di azioni. Dall'inizio del programma 2026 al 24 luglio 2026, sono state acquistate 44 milioni di azioni per un esborso di €960 milioni.

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

2

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	54
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	60
Attestazione del management	99
Relazione della Società di revisione	100

Stato patrimoniale

		30 giugno 2026		31 dicembre 2025	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		8.365		8.100	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(5)	6.723		6.991	
Altre attività finanziarie	(14)	5.034	2.813	3.710	2.357
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	12.407	1.585	12.436	1.375
Rimanenze	(7)	6.407		5.143	
Attività per imposte sul reddito		820		539	
Altre attività	(8) (20)	3.413	95	3.943	76
		43.169		40.862	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(9)	49.165		50.536	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	4.948		5.184	
Attività immateriali	(11)	1.532		6.022	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(7)	1.655		1.187	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	17.743		13.155	
Altre partecipazioni	(13)	1.427		1.329	
Altre attività finanziarie	(14)	1.126	671	1.109	612
Attività per imposte anticipate	(19)	6.084		6.716	
Attività per imposte sul reddito		125		125	
Altre attività	(8) (20)	1.498	213	2.839	207
		85.303		88.202	
Discontinued operations ed attività destinate alla vendita	(21)	18.533	110	8.005	
TOTALE ATTIVITÀ		147.005		137.069	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	5.334	501	4.929	265
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	2.388	34	3.434	128
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	1.083	71	1.263	108
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	19.979	4.628	20.261	4.283
Passività per imposte sul reddito		420		343	
Altre passività	(8) (20)	5.798	140	4.039	86
		35.002		34.269	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(16)	23.827	66	20.139	52
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	4.358	18	4.437	40
Fondi per rischi e oneri	(18)	13.887		14.580	
Fondi per benefici ai dipendenti		559		596	
Passività per imposte differite	(19)	4.222		4.805	
Passività per imposte sul reddito		25		40	
Altre passività	(8) (20)	1.493	6	3.390	462
		48.371		47.987	
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	(21)	6.702	384	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 del periodo		4.390		2.608	
Totale patrimonio netto di Eni		52.001		47.940	
Interessenze di terzi		4.929		4.847	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(22)	56.930		52.787	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		147.005		137.069	

Conto Economico

	Note	I semestre 2026		I semestre 2025	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
(€ milioni)					
Ricavi della gestione caratteristica	(25)	42.056	1.645	35.752	1.005
Altri ricavi e proventi		673	218	649	102
TOTALE RICAVI		42.729		36.401	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(33.929)	(10.072)	(30.054)	(6.868)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(101)	(1)	(73)	(1)
Costo lavoro	(26)	(1.582)	9	(1.554)	6
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	(321)	(168)	436	(183)
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.321)		(3.478)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(9) (10) (11)	(1.474)		(641)	
Radiazioni	(9) (11)	(119)		14	
UTILE OPERATIVO		1.882		1.051	
Proventi finanziari	(27)	3.217	135	5.359	101
Oneri finanziari	(27)	(3.707)	(35)	(5.729)	(26)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(27)	95		111	
Strumenti finanziari derivati	(20) (27)	9		(70)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(386)		(329)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.172		669	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		2.146	1	106	4
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)	3.318		775	
UTILE ANTE IMPOSTE		4.814		1.497	
Imposte sul reddito	(29)	(2.117)		(2.056)	
UTILE (PERDITA) NETTO DEL PERIODO - CONTINUING OPERATIONS		2.697		(559)	
UTILE NETTO DEL PERIODO - DISCONTINUED OPERATIONS	(21)	1.958	(1.083)	2.315	(871)
UTILE NETTO DEL PERIODO		4.655		1.756	
Di competenza Eni					
- continuing operations		3.023		(406)	
- discontinued operations		1.367		2.121	
		4.390		1.715	
Interessenze di terzi	(22)				
- continuing operations		(326)		(153)	
- discontinued operations		591		194	
		265		41	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		1,45		0,52	
- diluito		1,42		0,52	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		0,98		(0,17)	
- diluito		0,97		(0,17)	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Utile netto del periodo	4.655	1.756
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>		
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	9	5
	10	5
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.600	(6.063)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(482)	732
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(56)	24
Effetto fiscale	151	(212)
	1.213	(5.519)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.223	(5.514)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	5.878	(3.758)
Di competenza Eni		
- continuing operations	4.104	(5.600)
- discontinued operations	1.424	2.051
	5.528	(3.549)
Interessenze di terzi		
- continuing operations	(266)	(395)
- discontinued operations	616	186
	350	(209)

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni										
	Note	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2025	(22)	4.005	33.209	1.936	8.964	(2.782)	2.608	47.940	4.847	52.787
Utile del I semestre 2026							4.390	4.390	265	4.655
Altre componenti dell'utile complessivo										
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					1			1		1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					9			9		9
Componenti non riclassificabili a conto economico					10			10		10
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1.534				1.534	66	1.600
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(348)			(348)	17	(331)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(58)			(58)	2	(56)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.534	(406)			1.128	85	1.213
Utile complessivo del periodo				1.534	(396)		4.390	5.528	350	5.878
Attribuzione del dividendo di Eni SpA			(1.558)					(1.558)		(1.558)
Attribuzione del dividendo di altre società									(153)	(153)
Destinazione utile residuo 2025			2.608				(2.608)			
Annullamento azioni proprie					(1.800)	1.800				
Acquisto azioni proprie			(880)		880	(880)		(880)		(880)
Piano incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso			26					26		26
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue					1.000			1.000		1.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue			(184)					(184)		(184)
Variazione interessenze di terzi			115					115	(115)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			127		80	920	(2.608)	(1.481)	(268)	(1.749)
Altre variazioni			28		(14)			14		14
Altri movimenti di patrimonio netto			28		(14)			14		14
Saldi al 30 giugno 2026	(22)	4.005	33.364	3.470	8.634	(1.862)	4.390	52.001	4.929	56.930

(segue)

(segue) Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Note	Patrimonio netto di Eni								
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(€ milioni)									
Saldi al 31 dicembre 2024	4.005	32.552	8.081	8.406	(2.883)	2.624	52.785	2.863	55.648
Utile del I semestre 2025						1.715	1.715	41	1.756
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				4			4	1	5
Componenti non riclassificabili a conto economico				4			4	1	5
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(5.815)				(5.815)	(248)	(6.063)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				521			521	(1)	520
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				26			26	(2)	24
Componenti riclassificabili a conto economico			(5.815)	547			(5.268)	(251)	(5.519)
Utile (perdita) complessivo del periodo			(5.815)	551		1.715	(3.549)	(209)	(3.758)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		(1.528)					(1.528)		(1.528)
Attribuzione del dividendo di altre società								(63)	(63)
Destinazione utile residuo 2024		2.624				(2.624)			
Versamenti da azionisti terzi								709	709
Variazione di Interessenze di terzi		2.703		6			2.709	360	3.069
Annullamento azioni proprie				(1.908)	1.908				
Acquisto azioni proprie		(660)		660	(660)		(660)		(660)
Piano incentivazione a lungo termine e Piano azionario diffuso		17					17		17
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue				1.500			1.500		1.500
Riacquisto di obbligazioni subordinate perpetue				(1.251)			(1.251)		(1.251)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(105)					(105)		(105)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		3.051		(993)	1.248	(2.624)	682	1.006	1.688
Altre variazioni		(173)		(7)			(180)	7	(173)
Altri movimenti di patrimonio netto		(173)		(7)			(180)	7	(173)
Saldi al 30 giugno 2025	4.005	35.430	2.266	7.957	(1.635)	1.715	49.738	3.667	53.405
Utile del II semestre 2025						893	893	109	1.002
Altre componenti dell'utile complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(9)			(9)	2	(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				(36)			(36)	1	(35)
Componenti non riclassificabili a conto economico				(45)			(45)	3	(42)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(329)				(329)	(18)	(347)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				109			109	(22)	87
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				47			47	(6)	41
Componenti riclassificabili a conto economico			(329)	156			(173)	(46)	(219)
Utile complessivo del periodo			(329)	111		893	675	66	741
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		(1.553)					(1.553)		(1.553)
Attribuzione del dividendo di altre società								(212)	(212)
Variazione di Interessenze di terzi		714	(35)	(11)			668	1.335	2.003
Acquisto azioni proprie		(1.221)		1.221	(1.221)		(1.221)		(1.221)
Piano incentivazione a lungo termine e Piano azionario diffuso		18		(74)	74		18		18
Riacquisto di obbligazioni subordinate perpetue				(249)			(249)		(249)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(205)					(205)		(205)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(2.247)	(35)	887	(1.147)		(2.542)	1.123	(1.419)
Altre variazioni		26	34	9			69	(9)	60
Altri movimenti di patrimonio netto		26	34	9			69	(9)	60
Saldi al 31 dicembre 2025	(22)	4.005	33.209	1.936	8.964	(2.782)	2.608	4.847	52.787

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2026	I semestre 2025
Utile (perdita) netto del periodo - continuing operations		2.697	(559)
Utile (perdita) netto del periodo - discontinued operations		1.958	2.315
Utile (perdita) netto del periodo		4.655	1.756
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:			
Ammortamenti	(9) (10) (11) (21)	3.398	3.696
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(9) (10) (11)	1.474	641
Radiazioni	(9) (11) (21)	120	(13)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13) (21)	(1.158)	(649)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)	(6)
Dividendi	(28)	(60)	(100)
Interessi attivi		(223)	(202)
Interessi passivi		629	607
Imposte sul reddito	(21) (29)	2.354	2.079
Altre variazioni	(28)	(2.077)	(125)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.516)	192
- rimanenze		(1.729)	401
- crediti commerciali		(1.233)	2.655
- debiti commerciali		1.794	(2.437)
- fondi per rischi e oneri		(423)	(439)
- altre attività e passività		75	12
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		19	8
Dividendi incassati		868	879
Interessi incassati		87	117
Interessi pagati		(817)	(748)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.051)	(2.230)
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.697	5.902
- di cui verso parti correlate	(32)	(8.123)	(4.972)
Flusso di cassa degli investimenti		(5.074)	(4.535)
- attività materiali	(9)	(4.478)	(3.707)
- attività immateriali	(11)	(163)	(258)
acquisite	(23)	(499)	
- partecipazioni	(13)	(301)	(351)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(33)	(35)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		400	(184)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		250	320
- attività materiali		12	66
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(23)	38	
- partecipazioni		27	18
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		43	16
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		130	220
Variazione netta titoli e crediti finanziari		(830)	(190)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(5.654)	(4.405)
- di cui verso parti correlate	(32)	(1.367)	(1.255)
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(16)	5.116	3.721
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(16)	(2.906)	(4.803)
Rimborso di passività per beni in leasing	(10)	(669)	(675)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(16)	250	(242)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.552)	(1.524)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(126)	(33)
Apporti (rimborsi) netti di capitale da azionisti terzi			709
Altri apporti			9
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate			3.069
Acquisto di azioni proprie	(22)	(849)	(666)
Emissione nette di obbligazioni subordinate perpetue	(22)	988	231
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(22)	(184)	(105)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		68	(309)
- di cui verso parti correlate	(32)	67	294
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		23	(204)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		134	984
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		8.421	8.183
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)		8.555	9.167

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2026 comprendono €190 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Discontinued operations e attività destinate alla vendita".

Note esplicative al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 (di seguito bilancio semestrale) è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi" (di seguito IAS 34) nella prospettiva della continuità aziendale. Nel bilancio semestrale sono applicati i principi di consolidamento e i criteri di valutazione illustrati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio. Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica; diversamente, gli schemi di bilancio sono presentati in forma completa, in linea con le disposizioni dello IAS 1 "Presentazione del bilancio". Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua. I risultati delle discontinued operation sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto; per maggiori informazioni, si fa rinvio a quanto indicato nella nota n. 21 - Discontinued operation, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Negli allegati è riportata la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo. Il bilancio semestrale al 30 giugno 2026, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 luglio 2026, è sottoposto a revisione contabile limitata, che comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa, da parte della PricewaterhouseCoopers SpA. I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

2 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2026, indicate nel paragrafo "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2025, non hanno prodotto effetti significativi.

3 Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento alle stime contabili e ai giudizi significativi effettuati dalla Direzione Aziendale si fa rinvio a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2025. Con riferimento all'impairment test e alle relative assunzioni si rinvia a quanto indicato nelle note al bilancio semestrale.

4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si rinvia, si segnala quanto di seguito riportato.

In data 27 maggio 2026, lo IASB ha emesso l'IFRS 20 "Regulatory Assets and Regulatory Liabilities" che sostituisce l'IFRS 14 e disciplina la contabilizzazione delle attività a tariffa regolamentata. Le disposizioni dell'IFRS 20 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2029.

In data 26 giugno 2026, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 28 "Amendments to the Fair Value Option for Investments in Associates and Joint Ventures" volte a chiarire le circostanze in cui si può utilizzare la cd. *fair value option*, in luogo dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, per la valutazione di partecipazioni in collegate e joint venture. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Al riguardo, si segnala che, con riferimento all'implementazione delle disposizioni dell'IFRS 18 "Presentazione e informativa di bilancio" (di seguito IFRS 18), nel corso del primo semestre 2026 è proseguita l'attività, avviata nell'esercizio 2025, di mappatura delle fattispecie potenzialmente impattate dal principio e di analisi, per le casistiche individuate, al fine di

identificare gli effetti connessi con l'applicazione delle nuove disposizioni.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, sulla base delle analisi sin ora condotte e che proseguiranno nel secondo semestre, gli ambiti interessati riguardano essenzialmente:

- o la presentazione nella sezione degli investimenti del conto economico: (i) degli effetti derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto e dei dividendi da partecipazioni minoritarie; (ii) dei proventi e oneri relativi a disponibilità liquide ed equivalenti, attività finanziarie destinate al trading e altre attività finanziarie valutate al fair value; (iii) degli interessi attivi e delle svalutazioni di crediti finanziari concessi a società partecipate;
- o l'allocazione delle differenze di cambio nelle sezioni del conto economico che accolgono i proventi e gli oneri degli item da cui tali differenze traggono origine;
- o con riferimento agli strumenti finanziari derivati, la rilevazione degli effetti economici: (i) dei derivati designati in hedge accounting, nelle medesime sezioni in cui confluiscono i proventi/oneri generati dalle poste oggetto della copertura; (ii) dei derivati non designati in hedge accounting, ma utilizzati per finalità di gestione del rischio, nelle medesime sezioni in cui confluiscono i proventi/oneri coperti gestionalmente, a meno che tale allocazione non risulti eccessivamente onerosa; in tal caso, i relativi effetti economici sono inclusi nella sezione operativa; (iii) dei derivati speculativi, indipendentemente dalla tipologia del sottostante, nella sezione operativa;
- o la rappresentazione, nell'ambito del rendiconto finanziario, degli interessi incassati e dei dividendi da partecipate nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento anziché nel flusso di cassa netto da attività operativa; inoltre, gli interessi pagati saranno rappresentati nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento e non più nel flusso di cassa netto da attività operativa.

Nel secondo semestre, proseguiranno le attività di implementazione del nuovo principio anche tenuto conto delle modifiche da apportare ai sistemi informatici.

5 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	695	734
Altri titoli	5.970	6.168
	6.665	6.902
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	58	89
	6.723	6.991

L'analisi per emittente e relativa classe di merito creditizio dei titoli non presenta significative variazioni rispetto a quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Per le Attività finanziarie destinate al trading la gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.259 milioni e di livello 2 per €406 milioni; per le Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico la gerarchia del fair value è di livello 2 per l'intero ammontare. Nel corso del primo semestre 2026 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
Crediti commerciali	9.044	8.986
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.255	1.238
Crediti per attività di disinvestimento	74	209
Crediti verso altri	2.034	2.003
Totale al netto del fondo svalutazione	12.407	12.436

L'incremento dei crediti commerciali di €58 milioni è riferito alla linea di business Enilive per €732 milioni, ai settori Global Gas & LNG Portfolio e Power per €515 milioni e Refining, Chimica e Sites in transformation per €278 milioni; l'incremento è stato parzialmente compensato dalla riclassifica nelle attività destinate alla vendita e discontinued operation per €1.552 milioni. L'incremento relativo alla linea di business Enilive e al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power risente dell'incremento dei prezzi delle commodity energetiche che ha comportato un aumento del valore nominale dei crediti.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni nel primo semestre 2026 ha eseguito operazioni di cessioni pro-soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2026, in aumento di circa €0,2 miliardi rispetto al 31 dicembre 2025.

I crediti verso altre controparti sono relativi: (i) per €909 milioni (€881 milioni al 31 dicembre 2025) al valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV SA, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, e successivamente ceduti dalla joint venture ai soci. Il valore recuperabile (valore nominale di \$2.301 milioni pari a €2.019 milioni, esclusi gli interessi maturati) è stato stimato, in coerenza con le valutazioni del bilancio 2025, attualizzando il flusso atteso di rimborsi, scontato al costo del capitale del settore Exploration & Production, rettificato del fattore di rischio paese specifico del Venezuela (WACC adjusted). In tale contesto, assume rilievo l'emissione da parte delle Autorità statunitensi di nuove general license, che hanno consentito a Eni di riprendere le attività di commercializzazione di greggio venezuelano, purché non finalizzate a operazioni di debt swap, ossia al recupero dei crediti pregressi. In virtù di tali autorizzazioni, Eni ha negoziato con PDVSA l'assegnazione alla partecipata Cardón IV SA di carichi di greggio di proprietà della compagnia petrolifera statale, destinati al regolamento del fatturato maturato nell'esercizio; (ii) per €409 milioni (€404 milioni al 31 dicembre 2025) agli acconti per servizi e verso fornitori.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Accantonamenti al fondo svalutazione	(154)	(110)
Perdite nette su crediti	(2)	(3)
Rilasci per esubero	55	40
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(101)	(73)

Gli accantonamenti sono riferiti principalmente al settore Exploration & Production per €126 milioni e riguardano crediti per le

forniture di idrocarburi e crediti per chiamate fondi nei confronti dei partner in progetti petroliferi operati da Eni.

I rilasci per esubero sono riferiti al settore Exploration & Production per €30 milioni.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

7 Rimanenze e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

(€ milioni)	Rimanenze correnti	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo
Valore lordo al 31 Dicembre 2025	5.799	1.300
Fondo svalutazione al 31 Dicembre 2025	656	113
Valore netto al 31 Dicembre 2025	5.143	1.187
Variazioni del periodo	1.253	468
Altre variazioni	11	
Valore netto al 30 Giugno 2026	6.407	1.655
Valore lordo al 30 Giugno 2026	7.083	1.822
Fondo svalutazione al 30 Giugno 2026	676	167

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €1.634 milioni (€1.165 milioni al 31 dicembre 2025) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge. L'aumento del valore d'iscrizione è dovuto all'andamento dei prezzi del greggio e dei prodotti.

8 Altre attività e passività

(€ milioni)	30 Giugno 2026				31 Dicembre 2025			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.586	86	2.250	20	791	81	827	146
Passività da contratti con la clientela			574	531			788	520
Attività e passività relative ad altre imposte	692	7	2.277	35	919	24	1.589	47
Altre	1.135	1.405	697	907	2.233	2.734	835	2.677
	3.413	1.498	5.798	1.493	3.943	2.839	4.039	3.390

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 20 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività comprendono: (i) attività verso un operatore italiano per €525 milioni (€550 milioni al 31 dicembre 2025) in relazione all'accordo sulla ripartizione dei costi ambientali pregressi e futuri sostenuti da Eni per le attività svolte o in corso presso alcuni siti nazionali gestiti in passato congiuntamente dai due partner; (ii) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €318 milioni (€199 milioni al 31 dicembre 2025); (iii) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €171 milioni (€169 milioni al 31 dicembre 2025); (iv) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €3 milioni e oltre i 12 mesi per €96 milioni (rispettivamente €2 milioni e €85 milioni al 31 dicembre 2025). I crediti acquistati per detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili al 30 giugno 2026 di €2.020 milioni relativi alla linea di business Plenitude, sono stati classificati nelle discontinued operation (€2.982 milioni al 31 dicembre 2025 classificati nelle altre attività).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi che Eni ha ricevuto dalle società che gestiscono la Concessione Gorgoglione (gruppo CG) per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €524 milioni (€496 milioni al 31 dicembre 2025); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €284 milioni (€346 milioni al 31 dicembre 2025); (iii) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €117 milioni (€227 milioni al 31 dicembre 2025); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €38 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2025), di cui correnti per €12 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2025).

Le altre passività comprendono: (i) passività correnti per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €338 milioni (€267 milioni al 31 dicembre 2025); (ii) il diritto protettivo del valore dell'investimento riconosciuto da Eni al fondo EIP,

socio di minoranza di Plenitude, a seguito della sottoscrizione nel marzo 2024 di un aumento di capitale riservato di €588 milioni e nel marzo 2025 di un aumento di capitale riservato di €209 milioni, sotto forma di un impegno di riacquisto della partecipazione a un valore minimo che consenta al fondo di rimborsare i debiti finanziari contratti per l'operazione. Il valore d'iscrizione della put è pari al valore attuale dell'impegno massimo di Eni di €546 milioni (€541 milioni al 31 dicembre 2025). La scadenza è nel 2027; (iii) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine per €57 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2025).

I debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus al 30 giugno 2026 di €556 milioni relativi alla linea di business Plenitude, sono stati classificati nelle discontinued operation (€1.422 milioni al 31 dicembre 2025 classificati nelle altre passività non correnti). Le passività per attività d'investimento per €55 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2025) riferite alla linea di business Plenitude sono state classificate nelle discontinued operation.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

9 Immobili, impianti e macchinari

		Immobili, impianti e macchinari
(€ milioni)		
Valore lordo al 31 Dicembre 2025		169.192
Fondo ammortamento e svalutazione al 31 Dicembre 2025		118.656
Valore netto al 31 Dicembre 2025		50.536
Investimenti		4.478
Capitalizzazione ammortamenti		154
Ammortamenti (*)		(2.857)
Riprese di valore		305
Svalutazioni		(1.763)
Radiazioni		(117)
Differenze di cambio da conversione		1.436
Rilevazione iniziale e variazione stima		38
Riclassifica a discontinued operation		(3.227)
Altre variazioni		182
Valore netto al 30 Giugno 2026		49.165
Valore lordo al 30 Giugno 2026		171.962
Fondo ammortamento e svalutazione al 30 Giugno 2026		122.797

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.770 milioni (€2.962 milioni nel primo semestre 2025).

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore sono indicate alla nota n. 12 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite essenzialmente ad imprese con moneta funzionale dollaro USA.

La riclassifica a discontinued operation è riferita alla linea di business Plenitude.

Le altre variazioni comprendono: (i) la riclassifica da attività destinate alla vendita di €1.262 milioni relative all'interruzione del programmato processo di vendita dell'interessenza del 25% nel progetto Congo LNG, riclassificato tra gli asset in uso continuativo. A seguito di tale variazione, l'asset è stato riesposto al valore di libro originario alla data di riclassifica rettificato per l'effetto di riallineamento degli ammortamenti. È stata rilevata una ripresa di valore di €290 milioni; (ii) gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari nell'ambito di supplier financing arrangement che hanno comportato la classificazione del relativo debito come finanziario per €561 milioni; (iii) la riclassifica ad attività destinate alla vendita di asset Oil & Gas per €1.585 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono pozzi, impianti e macchinari, attività esplorativa e di appraisal nonché immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi, impianti e macchinari	Attività esplorativa e di appraisal	Immobilizzazioni in corso	Totale
Valori al 31 Dicembre 2025	33.554	1.549	5.946	41.049
Investimenti		262	3.493	3.755
Capitalizzazione ammortamenti		24	130	154
Ammortamenti ^(*)	(2.639)			(2.639)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(917)		(285)	(1.202)
Radiazioni		(80)	(37)	(117)
Differenze di cambio da conversione	1.072	50	266	1.388
Rilevazione iniziale e variazione stima	13	(4)	27	36
Trasferimenti	2.516	(48)	(2.468)	
Altre variazioni	650	(8)	(642)	
Valori al 30 Giugno 2026	34.249	1.745	6.430	42.424

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €2.243 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Congo, Messico, Egitto, Kazakhstan, Italia, Libia, Emirati Arabi Uniti e Iraq.

Le radiazioni dell'attività esplorativa di appraisal di €80 milioni si riferiscono ai costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati o valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad iniziative in Oman e Libia.

Le radiazioni delle immobilizzazioni in corso di €37 milioni si riferiscono in particolare ad iniziative in Italia ed Indonesia.

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Indonesia	Paesi Bassi	Tunisia	Australia	Totale
Valori al 30 Dicembre 2025	9	874	33	130	2	232	35	24	7	22	1.368
Riprese di valore (svalutazioni) nette	5		(33)							(23)	(51)
Riclassifica a Proved Mineral Interest				(1)							(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	23		4		7				1	36
Valori al 30 Giugno 2026	15	897		133	2	239	35	24	7		1.352

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario relativo al Blocco 245 in fase di pre-sviluppo nell'offshore della Nigeria (OPL 245). Il valore d'iscrizione del titolo minerario relativo al Blocco 245 è pari a €1.180 milioni e comprende €861 milioni a titolo di prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% del permesso (unproved mineral interest) nonché i successivi costi di ricerca e di pre-sviluppo capitalizzati. Concluse con esito favorevole per Eni tutte le complesse vicende giudiziarie relative a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza, per effetto dell'accordo del marzo 2026 con le autorità del Governo Federale della Nigeria con rinuncia delle parti a ogni pretesa in merito alle passate vicende, è stata ottenuta la conversione della licenza in titolo di sviluppo e l'approvazione dei relativi termini economici di sfruttamento delle riserve.

10 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Diritto di utilizzo beni in leasing	Passività per beni in leasing
Valore lordo al 31 Dicembre 2025	9.892	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31 Dicembre 2025	4.708	
Valore netto al 31 Dicembre 2025	5.184	5.700
Incrementi	657	657
Decrementi		(669)
Ammortamenti ^(*)	(570)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(14)	
Differenze di cambio da conversione	86	94
Riclassifica a discontinued operation	(223)	(226)
Altre variazioni	(172)	(115)
Valore netto al 30 Giugno 2026	4.948	5.441
Valore lordo al 30 Giugno 2026	10.094	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30 Giugno 2026	5.146	

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali e immateriali.

La passività per beni in leasing è riferibile per €601 milioni (€761 milioni al 31 dicembre 2025) alla quota delle passività di competenza del joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

La quota a breve termine delle passività per beni in leasing ammonta a €1.083 milioni (€1.263 milioni al 31 dicembre 2025).

La riclassifica a discontinued operation relativa al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing è riferita alla linea di business Plenitude.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

11 Attività immateriali

(€ milioni)	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
Valore lordo al 31 Dicembre 2025	8.319			
Fondo ammortamento e svalutazione al 31 Dicembre 2025	5.487			
Valore netto al 31 Dicembre 2025	2.832	3.164	26	6.022
Investimenti	163			163
Capitalizzazione ammortamenti	6			6
Ammortamenti ^(*)	(54)			(54)
Svalutazioni	(2)			(2)
Radiazioni	(2)			(2)
Differenze di cambio da conversione	14			14
Variazione dell'area di consolidamento	200	363		563
Riclassifica a discontinued operation	(1.857)	(3.280)		(5.137)
Altre variazioni	(41)			(41)
Valore netto al 30 Giugno 2026	1.259	247	26	1.532
Valore lordo al 30 Giugno 2026	4.983			
Fondo ammortamento e svalutazione al 30 Giugno 2026	3.724			

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti di €163 milioni (€258 milioni nel primo semestre 2025) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Plenitude per €103 milioni (€119 milioni nel primo semestre 2025).

La variazione dell'area di consolidamento è riferita alla linea di business Plenitude, in particolare all'acquisizione di Acea Energia SpA per €515 milioni.

La riclassifica a discontinued operation è riferita alla linea di business Plenitude.

Il saldo finale delle attività a vita utile definita comprende diritti e potenziale esplorativo che si analizzano per tipologia di attività come segue:

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
Diritti esplorativi proved	63	61
Diritti esplorativi unproved	396	385
	459	446

Il saldo finale della voce goodwill è esposto al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.647 milioni.

Nel semestre non sono state rilevate svalutazioni dei goodwill iscritti in bilancio.

12 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing

Lo scenario dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche adottato dal management ai fini della Relazione Finanziaria Semestrale 2026 non evidenzia la presenza di indicatori di perdita di valore delle attività fisse di Eni rispetto alle valutazioni della Relazione Finanziaria Annuale 2025.

Alla luce del significativo incremento delle quotazioni medie del Brent, determinato dall'accresciuto rischio geopolitico connesso alla crisi in Medio Oriente tuttora in corso, il management ha aggiornato in rialzo le previsioni di prezzo per il biennio 2026-2027, confermando al contempo l'ipotesi di prezzo di lungo termine.

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) di Gruppo, incrementato del rischio specifico dei Paesi in cui Eni opera e utilizzato quale tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri nell'ambito delle analisi di impairment, non ha registrato variazioni significative rispetto all'esercizio precedente. Il tasso base ante step-up è confermato al 6%.

Il Gruppo ha identificato indicatori di perdita di valore di alcune cash generating unit mature in relazione alle opportunità di investimento dell'attuale portafoglio upstream dell'Eni, alla selettività nello spending e alla disciplina nell'allocazione del capitale che rendono non prioritari sviluppi di potenziali residui di «long-life field», prossimi all'esaurimento e per i quali non siano in corso progetti che abbiano comportato la firma di contratti con terzi fornitori. Per tali asset, il management ha aggiornato la metodologia di impairment test per adeguarla ai fondamentali del modello upstream dell'Eni escludendo dalla stima dei valori d'uso i futuri flussi di cassa associati allo sviluppo delle riserve probabili. Tale adeguamento di stima, congiuntamente ad alcuni effetti di modifica di profili produttivi, ha determinato svalutazioni di circa €1,47 miliardi relative ad asset in Italia, Australia, USA, Egitto e Congo.

Svalutazioni per circa €194 milioni hanno riguardato gli investimenti di periodo per finalità di sicurezza e mantenimento operativo (stay-in-business) presso raffinerie e complessi petrolchimici caratterizzati da prospettive di flussi di cassa negativi.

I criteri adottati per l'individuazione delle Cash Generating Unit e per l'esecuzione delle verifiche di recuperabilità delle attività materiali, immateriali e dei diritti d'uso derivanti da leasing risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto descritto nella Relazione Finanziaria Annuale 2025, alla quale si rinvia (Nota 15 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritti di utilizzo di beni in leasing. Variabilità dei risultati rispetto agli scenari di decarbonizzazione).

13 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
(€ milioni)		
Valore al 31 Dicembre 2025		13.155
Acquisizioni e sottoscrizioni		199
Cessioni e rimborsi		(27)
Valutazione ad equity - effetto a conto economico		1.175
Decremento per dividendi		(824)
Differenze di cambio		446
Variazione dell'area di consolidamento		125
Riclassifica a discontinued operation		(1.184)
Altre variazioni		4.678
Valore al 30 Giugno 2026		17.743

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €55 milioni l'acquisizione della società SENI SpA (Eni 30%); (ii) per €32 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Qatar Energy LNG NFE (5) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125% nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per €21 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Mangistau Power BV (Eni 51%).

Le cessioni e rimborsi riguardano per €26 milioni il rimborso di capitale della E&E Algeria Touat BV.

La valutazione ad equity – effetto a conto economico è riferita essenzialmente a: (i) Vår Energi ASA per €617 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €212 milioni; (iii) Searah Ltd per €73 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per €63 milioni; (v) Mozambique Rovuma Venture SpA per €57 milioni; (vi) Ithaca Energy Plc per €51 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Vår Energi ASA per €324 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €171 milioni; (iii) Cardón IV SA per €160 milioni; (iv) Saipem SpA per €72 milioni; (v) Ithaca Energy Plc per €62 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €103 milioni alla Blue Stream Pipeline Co BV che, per effetto della scadenza del contratto di trasporto, ha cambiato la classificazione da joint operation a joint venture.

La riclassifica a discontinued operation è riferita alle partecipazioni della linea di business Plenitude.

Le altre variazioni riguardano per €4.850 milioni la rilevazione della nuova joint venture Searah Ltd.

Al 30 giugno 2026 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, della Vår Energi ASA e della Ithaca Energy Plc, società quotate in borsa partecipate da Eni e valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc
Numero di azioni ordinarie	422.920.192	1.573.713.749	594.048.748
% di partecipazione	21,80	63,04	35,92
Prezzo delle azioni (€)	4,409	3,644	2,519
Valore di mercato (€ milioni)	1.865	5.734	1.496
Valore di libro (€ milioni)	512	253	464
Differenza valore di mercato e valore di libro (€ milioni)	1.353	5.481	1.032

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2026 include: (i) Searah Ltd per €4.987 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €4.819 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €2.032 milioni; (iv) St. Bernard Renewables Llc per €728 milioni; (v) QatarEnergy LNG NFE (5) per €713 milioni; (vi) E&E Algeria Touat BV per €688 milioni; (vii) Saipem SpA per €512 milioni; (viii) Ithaca Energy Plc per €464 milioni; (ix) Mozambique Rovuma Venture SpA per €436 milioni; (x) SeaCorridor Srl per €414 milioni; (xi) ADNOC Global Trading Ltd per €263 milioni; (xii) Vår Energi ASA per €253 milioni; (xiii) Cardón IV SA per €252 milioni; (xiv) Coral FLNG SA per €186 milioni; (xv) Eni CCUS Holding Ltd per €139 milioni; (xvi) Blue Stream Pipeline Co BV per €107 milioni.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31 Dicembre 2025	1.329
Acquisizioni e sottoscrizioni	102
Valutazione al fair value con effetto a OCI	9
Differenze di cambio	30
Riclassifica a discontinued operation	(36)
Altre variazioni	(7)
Valore al 30 Giugno 2026	1.427

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2025.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €60 milioni l'acquisizione di una partecipazione di minoranza nella società Nouveau Monde Graphite Inc, società canadese quotata sul Toronto Stock Exchange e sul New York Stock Exchange, attiva nel settore della grafite naturale e dei materiali avanzati per batterie.

Il valore di libro al 30 giugno 2026 include: (i) Nigeria LNG Ltd per €626 milioni; (ii) Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAH" per €120 milioni; (iii) Darwin LNG Pty Ltd per €87 milioni.

I dividendi deliberati dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 28 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

14 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30 Giugno 2026		31 Dicembre 2025	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine		933	1	910
		933	1	910
Crediti finanziari a lungo termine	3.849	129	3.067	136
Crediti finanziari a breve termine	1.185		642	
	5.034	129	3.709	136
	5.034	1.062	3.710	1.046
Titoli strumentali all'attività operativa		64		63
Totale al netto del fondo svalutazione	5.034	1.126	3.710	1.109

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €393 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2025).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€762 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €408 milioni (€417 milioni al 31 dicembre 2025), che ha realizzato l'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'Area 4 in Mozambico.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €933 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,1% e 5,1% (1,9% e 4,8% al 31 dicembre 2025).

I crediti finanziari riguardano: (i) per €2.779 milioni (€2.318 milioni al 31 dicembre 2025) il credito verso la Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) impegnata nella produzione delle riserve di gas naturale del giacimento Coral South e nello sviluppo di quelle del giacimento Coral North nell'area di esclusiva. Tale credito si differenzia da quelli strumentali in virtù della autonomia operativa e finanziaria della venture, per cui Eni è esposta solo al rischio controparte; (ii) per €1.028 milioni (€710 milioni al 31 dicembre 2025) crediti verso i coventures derivanti dalla riallocazione del working interest nei progetti di sviluppo in corso nell'Area 4 nell'off-shore del Mozambico; (iii) per €1.060 milioni (€495 milioni al 31 dicembre 2025) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti alle società di trading Eni Global Energy Markets SpA e Eni Trade & Biofuels SpA.

Il fair value dei titoli ammonta a €63 milioni ed è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

15 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
Debiti commerciali	14.863	13.901
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	580	714
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.617	1.666
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.336	1.114
Debiti verso altri	1.583	2.866
	19.979	20.261

L'incremento dei debiti commerciali di €962 milioni è riferito alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €863 milioni e al settore Exploration & Production per €795 milioni, principalmente nella linea di business del trading in relazione all'incremento del prezzo delle commodity energetiche che hanno fatto aumentare il valore nominale dei debiti; l'incremento è stato parzialmente compensato dalla riclassifica nelle attività destinate alla cessione e discontinued operation per €1.100 milioni.

I debiti commerciali comprendono debiti per lettere di credito con termini di pagamento allineati a quelli commerciali e con commissioni fisse.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €237 milioni (€260 milioni al 31 dicembre 2025); (ii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €113 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2025). I debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus al 30 giugno 2026 di €1.159 milioni relativi alla linea di business Plenitude, sono stati classificati nelle discontinued operation (€1.322 milioni al 31 dicembre 2025 classificati nei debiti verso altri).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

16 Passività finanziarie

	30 Giugno 2026				31 Dicembre 2025			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	3.863	100	1.770	5.733	3.394	330	1.268	4.992
Obbligazioni ordinarie		1.680	21.090	22.770		2.320	17.855	20.175
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		23	945	968		9	939	948
Altri finanziatori	1.471	585	22	2.078	1.535	775	77	2.387
	5.334	2.388	23.827	31.549	4.929	3.434	20.139	28.502

L'incremento delle passività finanziarie di €3.047 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 31 dicembre 2025 le passività finanziarie con banche comprendevano €200 milioni di contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedevano un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

Gli altri finanziatori comprendono Supplier Finance Arrangement (SFA) per €1.269 milioni (€1.585 milioni al 31 dicembre 2025).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 30 giugno 2026 e al 31 dicembre 2025 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.457 milioni e a €981 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
<i>Euro Medium Term Notes</i>						
Eni SpA	1.250	(2)	1.248	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.250	(14)	1.236	EUR	2035	4,000
Eni SpA	1.000	20	1.020	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2030	0,625
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2031	2,000
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2034	3,875
Eni SpA	800		800	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	5	755	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	2	752	EUR	2034	1,000
Eni SpA	750	(4)	746	EUR	2031	3,500
Eni SpA	658	8	666	EUR	2027	variabile
Eni SpA	600	4	604	EUR	2028	1,125
Eni SpA	100	1	101	EUR	2028	5,441
Eni SpA	75	2	77	EUR	2043	3,875
Eni SpA	70		70	USD	2032	4,000
Eni SpA	50	1	51	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000	(1)	999	EUR	2028	0,625
Eni SpA - Sustainability-linked	750	3	753	EUR	2027	4,125
	12.853	35	12.888			
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>						
Eni SpA	1.317	2	1.319	USD	2036	5,250
Eni SpA	1.317	(30)	1.287	USD	2056	6,000
Eni SpA	1.097	(21)	1.076	USD	2054	5,950
Eni SpA	878	9	887	USD	2028	4,750
Eni SpA	878	3	881	USD	2029	4,250
Eni SpA	878		878	USD	2034	5,500
Eni SpA	878	(8)	870	USD	2035	5,750
Eni USA Inc	351	3	354	USD	2027	7,300
Eni SpA	307	1	308	USD	2040	5,700
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	22	2.022	EUR	2028	4,300
	9.901	(19)	9.882			
	22.754	16	22.770			

Nel primo semestre 2026 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie in euro da parte di Eni SpA per un valore nominale di €4.634 milioni.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.509 milioni di valore nominale.

Le informazioni relative alle obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA - Obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked	1.000	47	1.047	EUR	2030	2,950
di cui: componente passività finanziaria	920	48	968			
di cui: componente di patrimonio netto	80	(1)	79			

Eni SpA ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni, nonché obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked per €1.000 milioni. Tali strumenti prevedono, in caso di mancato conseguimento dei relativi obiettivi di sostenibilità, l'applicazione di un incremento del tasso di interesse (step-up).

Nel corso del primo semestre si sono verificati eventi di step-up a seguito del mancato raggiungimento del target relativo alla

capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili di competenza Eni, come definito nella documentazione contrattuale dei relativi prestiti obbligazionari. Tale circostanza determina un incremento del tasso di interesse applicabile alle cedole già maturate e/o a quelle che matureranno in futuro, secondo le modalità previste dai singoli strumenti, con effetti di natura ricorrente ovvero one-off. L'aumento degli oneri finanziari associato a questa clausola contrattuale non è significativo. Al 30 giugno 2026 Eni dispone di linee di credito committed di €9.011 milioni (€9.012 milioni al 31 dicembre 2025), di cui €9.000 milioni non utilizzate. (stesso ammontare al 31 dicembre 2025). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	22.751	20.119
Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked	1.270	1.071
Banche	1.819	1.608
Altri finanziatori	607	852
	26.447	23.650

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,1% e 5,1% (1,9% e 4,8% al 31 dicembre 2025).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Variazioni delle passività derivanti da attività di finanziamento

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31 Dicembre 2025	23.573	4.929	5.700	34.202
Variazioni monetarie	2.210	250	(669)	1.791
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	187	(181)	96	102
Variazione area di consolidamento	3	106	(3)	106
Riclassifica a discontinued operation	(39)	(149)	(226)	(414)
Altre variazioni non monetarie	281	379	543	1.203
Valore al 30 Giugno 2026	26.215	5.334	5.441	36.990

Le altre variazioni non monetarie comprendono €657 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €600 milioni di supplier financing arrangement classificati come passività finanziarie.

La riclassifica a discontinued operation è riferita alla linea di business Plenitude.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 10 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

17 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
A. Disponibilità liquide	2.495	2.796
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.870	5.304
C. Altre attività finanziarie correnti	11.757	10.700
D. Liquidità (A+B+C)	20.122	18.800
E. Debito finanziario corrente	7.037	7.258
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.768	2.368
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	8.805	9.626
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(11.317)	(9.174)
I. Debito finanziario non corrente	6.150	5.782
J. Strumenti di debito	22.008	18.756
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	28.158	24.538
M. Totale indebitamento finanziario Consob (H+L)	16.841	15.364

L'indebitamento finanziario netto non comprende €129 milioni di crediti finanziari non correnti (€136 milioni al 31 dicembre 2025).

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €2 milioni (€1 milione al 31 dicembre 2025) soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 5 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) i crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 14 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 16 – Passività finanziarie.

Gli strumenti di debito comprendono €27 milioni (€38 milioni al 31 dicembre 2025) di contratti derivati attivi fair value hedge a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €1.083 milioni e €4.358 milioni (rispettivamente €1.263 milioni e €4.437 milioni al 31 dicembre 2025). Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 10 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

18 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
Valore al 31 Dicembre 2025	14.580
Accantonamenti	493
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	38
Effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	142
Utilizzi a fronte oneri	(754)
Rilasci per esuberanza	(293)
Differenze cambio da conversione	164
Variazione dell'area di consolidamento	(96)
Riclassifica a discontinued operation	(270)
Altre variazioni	(117)
Valore al 30 Giugno 2026	13.887

Gli accantonamenti del semestre riguardano principalmente oneri ambientali, progetti di abbandono e ripristino siti e oneri a fronte di sinistri assicurativi.

Gli utilizzi a fronte oneri hanno riguardato l'avanzamento dei progetti di bonifica ambientale e di abbandono e ripristino siti.

I rilasci per esuberanza hanno riguardato principalmente i progetti di abbandono e ripristino siti e la rinegoziazione di contratti commerciali nell'ambito dell'ordinaria gestione.

La riclassifica a discontinued operation dei fondi per rischi e oneri è riferita alla linea di business Plenitude.

19 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
Passività per imposte differite lorde	6.281	6.937
Attività per imposte anticipate compensabili	(2.059)	(2.132)
Passività per imposte differite	4.222	4.805
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.143	8.848
Passività per imposte differite compensabili	(2.059)	(2.132)
Attività per imposte anticipate	6.084	6.716

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31 Dicembre 2025	6.937	(13.003)	4.155	(8.848)
Variazioni con effetto a conto economico	(287)	459	113	572
Variazioni con effetto a riserva	28	(235)		(235)
Variazione dell'area di consolidamento	(536)	307	(49)	258
Differenze di cambio da conversione	191	(175)	60	(115)
Riclassifica a discontinued operation	(270)	328	(34)	294
Altre variazioni	218	(194)	125	(69)
Valore al 30 Giugno 2026	6.281	(12.513)	4.370	(8.143)

Le imposte sul reddito sono indicate alla nota n. 29 – Imposte sul reddito.

20 Strumenti finanziari derivati

	30 Giugno 2026			31 Dicembre 2025		
(€ milioni)	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	29	19	1	41	18	2
- Altro				1		2
	29	19		42	18	
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	114	46	2	26	72	2
- Interest currency swap	1	6	2	5	2	2
- Outright	1		2		11	2
	116	52		31	85	
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	1.846	1.950	2	633	767	2
- Future	2.628	2.804	1	816	999	1
- Opzioni	113	169	1	11	22	1
- Altro		5	2	6		2
	4.587	4.928		1.466	1.788	
	4.732	4.999		1.539	1.891	
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	27		2	38		2
	27			38		
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	98	192	2	167		2
- Future	234	498	1	256	89	1
- Altro				5	105	2
	332	690		428	194	
Opzioni						
- Altre opzioni					21	2
					21	
Totale contratti derivati lordi	5.091	5.689		2.005	2.106	
Compensazione	(3.419)	(3.419)		(1.133)	(1.133)	
Totale contratti derivati netti	1.672	2.270		872	973	
- correnti	1.586	2.250		791	827	
- non correnti	86	20		81	146	

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita principalmente a Eni Global Energy Markets SpA e Eni Trade & Biofuels SpA.

Nel corso del primo semestre 2026 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Effetti rilevati tra gli altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(17)	6
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(304)	430
	(321)	436

Effetti rilevati tra i proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari netti su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Strumenti finanziari derivati su valute	53	(52)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(44)	(18)
	9	(70)

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

21 Discontinued operation, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operation

Plenitude

Il 19 marzo 2026 Eni ha annunciato l'intenzione di procedere al riassetto dell'azionariato della controllata Plenitude in accordo con gli altri soci Ares Management Alternative Credit Funds ("Ares") ed Energy Infrastructure Partners, finalizzato all'istituzione del controllo congiunto tra Eni e Ares, che comporterà il conseguente deconsolidamento della società dal perimetro di bilancio del Gruppo Eni.

L'operazione prevede un aumento di capitale non proporzionale tra i soci per un importo complessivo di circa €1,5 miliardi, di cui almeno €1 miliardo sarà sottoscritto da Ares, sulla base di un Equity Value pre-money del 100% di Plenitude pari a €10,75 miliardi, corrispondente a un Enterprise Value implicito di circa €13,1 miliardi. Ad esito dell'aumento di capitale, Eni manterrà una quota del capitale sociale pari a circa il 65%.

L'aumento di capitale sarà funzionale a rafforzare la struttura patrimoniale di Plenitude in vista del raggiungimento dei target di crescita, inclusi la capacità installata a 15 GW e 15 milioni di clienti retail al 2030, perseguendo al contempo un rating investment grade.

L'operazione è subordinata al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Dal primo trimestre 2026, il Gruppo Plenitude è stato classificato come disposal group held for sale, poiché oggetto di un programma di dismissione che comporterà la perdita del controllo, nonché come discontinued operation, essendo rappresentativo di una major line of business ai sensi dei principi contabili internazionali di riferimento.

Con riferimento alla rappresentazione delle discontinued operation prevista dai principi contabili internazionali (IFRS 5), si precisa che Plenitude rimane inclusa nell'area di consolidamento al 30 giugno 2026 e, pertanto, i valori rappresentati come discontinued operation tengono conto dell'elisione dei rapporti intercompany e dei relativi margini interni. Di conseguenza, i risultati sia delle continuing operations che delle discontinued operations non riflettono le performance delle singole entità su base stand-alone. Ai fini della rappresentazione: (i) nello schema di stato patrimoniale, le attività e le passività sono state rilevate, rispettivamente, in un'unica voce dell'attivo e del passivo; e (ii) nello schema di conto economico, i risultati economici, al netto degli effetti fiscali, sono stati rilevati in un'apposita voce indicata prima dell'utile netto del periodo. Per i dati di conto economico e per quelli relativi ai flussi di cassa della discontinued operation sono forniti i corrispondenti dati comparativi.

Di seguito sono rappresentati i principali valori di stato patrimoniale delle discontinued operation al netto delle partite intercompany.

(€ milioni)	30 Giugno 2026
Attività correnti	3.469
Attività non correnti	11.796
Totale Attività	15.265
Passività correnti	3.174
Passività non correnti	2.514
Totale Passività	5.688

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operation al netto delle partite intercompany.

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Totale ricavi	5.407	5.685
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(2.930)	(2.810)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(53)	(77)
Costo lavoro	(158)	(140)
Altri proventi (oneri) operativi	1	
Ammortamenti	(77)	(218)
Radiazioni	(1)	(1)
Risultato operativo	2.189	2.439
Proventi (oneri) finanziari	7	(81)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(14)	(20)
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	13	
Risultato ante imposte	2.195	2.338
Imposte sul reddito	(237)	(23)
Risultato netto	1.958	2.315
- di cui azionisti Eni	1.367	2.121
- di cui interessenze di terzi	591	194
Risultato netto per azione - semplice (ammontari in € per azione)	0,47	0,69
Risultato netto per azione - diluito (ammontari in € per azione)	0,45	0,69
Flusso di cassa netto da attività operativa	1.930	2.791
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(832)	(478)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(281)	95
Investimenti tecnici	219	340

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €3.268 milioni (€8.005 milioni al 31 dicembre 2025) e le passività direttamente associabili di €1.014 milioni (€2.026 milioni al 31 dicembre 2025) riguardano essenzialmente asset Oil & Gas in Emirati Arabi Uniti, Costa d'Avorio e Nigeria.

La descrizione delle attività indonesiane cedute nel semestre è indicata alla nota n. 23 - Altre informazioni.

22 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

	Risultato netto del I semestre		Patrimonio netto	
	I semestre 2026	I semestre 2025	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
(€ milioni)				
Gruppo Eni Plenitude	162	(1)	1.911	1.816
Eni Marine Services SpA			1.755	1.701
Gruppo Enilive	93	13	839	860
Gruppo EniPower	17	29	417	457
Altre	(7)		7	13
	265	41	4.929	4.847

Le Interessenze di terzi relative alla Eni Marine Services SpA sono riferite alle obbligazioni subordinate perpetue emesse in dollari USA per finanziare un progetto d'investimento di Gruppo. Le obbligazioni subordinate perpetue sono state rilevate nelle Interessenze di terzi in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti. Il valore d'iscrizione al 30 giugno 2026 è stato adeguato al cambio puntuale EUR/USD rilevando un incremento di €54 milioni.

Patrimonio netto di Eni

	30 Giugno 2026	31 Dicembre 2025
(€ milioni)		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	33.364	33.209
Riserva per differenze cambio da conversione	3.470	1.936
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	6.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	1.862	2.782
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(320)	42
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(94)	(94)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	35	92
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	113	104
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	79
Azioni proprie	(1.862)	(2.782)
Utile netto	4.390	2.608
	52.001	47.940

Capitale sociale

Al 30 giugno 2026, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2025) ed è rappresentato da n. 3.027.982.186 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.146.765.114 azioni ordinarie al 31 dicembre 2025).

Il 6 maggio 2026, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA, ricorrendo, ove necessario od opportuno nell'interesse degli Azionisti, anche all'ammontare della riserva di rivalutazione ex Lege n. 342/2000, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2026, stabilito in €1,10 per azione da regolarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2026 (€0,27 per azione), novembre 2026 (€0,27 per azione), marzo 2027 (€0,28 per azione) e maggio 2027 (€0,28 per azione); (ii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2027, all'acquisto massimo di un numero di 303.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €4 miliardi, di cui: a) fino a massimo n. 297.900.000 azioni per finalità di remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo n. 5.100.000 azioni per costituire la provvista azionaria a servizio del Piano ILT; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 297.900.000 azioni proprie che verranno acquistate in forza dell'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2026 sono state acquistate n. 26.742.570 azioni proprie per un controvalore complessivo di €600 milioni.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €6 miliardi (€5 miliardi al 31 dicembre 2025).

Nel mese di gennaio 2026 Eni ha emesso un nuovo prestito obbligazionario subordinato ibrido perpetuo per un valore nominale di €1 miliardo. Il Prestito Obbligazionario Ibrido prevede un prezzo di re-offer del 99,342% e una cedola annua del 4,125% fino alla prima data di reset, prevista a 6,25 anni dall'emissione (19 aprile 2032). Qualora non avvenga il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 19 aprile 2032, e successivamente ogni 5 anni, con un tasso pari al tasso Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 163,7 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 19 aprile 2037 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 19 aprile 2052.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €1.862 milioni (€2.782 milioni al 31 dicembre 2025) e sono rappresentate da n. 113.570.677 azioni ordinarie Eni (n. 189.083.769 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2025) possedute da Eni SpA.

Nel primo semestre 2026, sono state acquistate n. 43.269.743 azioni proprie per un controvalore complessivo di €880 milioni, sono state cancellate n. 118.782.928 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.800 milioni e sono state retrocesse ad Eni n. 93 azioni erroneamente assegnate ad un dipendente.

23 Altre informazioni

Informazioni supplementari del rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2026
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti	
Attività correnti	360
Attività non correnti	259
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	27
Passività correnti e non correnti	(459)
Effetto netto degli investimenti	187
Goodwill	361
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(13)
Totale prezzo di acquisto	535
a dedurre:	
Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(36)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	499
Analisi dei disinvestimenti/conferimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti	
Attività correnti	766
Attività non correnti	3.657
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	752
Passività correnti e non correnti	(1.935)
Effetto netto dei disinvestimenti/conferimenti	3.240
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(4.850)
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo	71
Plusvalenze per business combination	2.088
Totale effetto monetario business combination	549
a dedurre:	
Disponibilità liquide ed equivalenti conferite	(511)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	38

Il 10 aprile 2026 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Acea Energia SpA attiva nella vendita retail di energia elettrica e gas naturale sul mercato libero per il corrispettivo di €498 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €351 milioni; (ii) attività non correnti per €217 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €32 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €34 milioni; (iv) passività correnti e non correnti per €454 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill pari a €352 milioni. L'acquisizione riguarda il

settore Plenitude.

Il 31 maggio 2026, con comunicazione al mercato dell'8 giugno 2026, è stata finalizzata con Petronas la creazione della joint venture paritetica 50-50 Searah che combina i portafogli di asset dei due soci rispettivamente in Indonesia/Malesia posizionando la nuova venture come un leader regionale nel settore strategico del gas naturale liquefatto nell'area Asia-Pacifico con l'obiettivo di assicurare crescita e generazione di valore attraverso lo sviluppo delle rilevanti risorse minerarie scoperte da Eni in Indonesia negli anni recenti, che sarà finanziato in via autonoma.

Al closing, Eni ha conferito alla JV Searah le attività detenute in Indonesia (sette production sharing contracts comprensivi dei due progetti oggetto di FID North/South Hub nell'offshore del Kutei Basin) ricevendo come corrispettivo il 50% della partecipazione nella combined entity. Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e tenuto conto che le valutazioni sono ancora in corso, l'operazione ha comportato il deconsolidamento di attività nette per €3.240 milioni, la rilevazione della partecipazione in Searah per €4.850 milioni, la rilevazione di una plusvalenza per business combination di €2.088 milioni, inclusiva del realizzo delle differenze passive di cambio da conversione per €71 milioni, determinata quale differenza tra il valore della partecipazione ricevuta e il valore netto contabile delle attività cedute, e iscritta nei limiti della quota realizzata con il terzo pari al 50%, cd. metodo della "downstream transaction". Il gain non realizzato, eliminato in contropartita al valore di iscrizione della partecipazione, sarà successivamente riconosciuto nell'ambito della valutazione della partecipata secondo il metodo del patrimonio netto.

24 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie, impegni e rischi

L'ammontare delle garanzie e degli impegni e rischi non hanno subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2025 ad eccezione dell'emissione di una nuova parent company guarantee di €1.351 milioni rilasciata nell'interesse di AP Baleine 3 (UK) Ltd a copertura degli obblighi di pagamento derivanti dal contratto di leasing relativo alla unità galleggiante (FPSO) per lo sviluppo del campo di Baleine.

Gestione dei rischi finanziari

Per la gestione dei rischi finanziari si fa rinvio a quanto riportato nella Relazione Finanziaria Annuale 2025.

Di seguito si riportano gli aggiornamenti relativi al "Rischio di mercato" e al "Rischio di liquidità".

Rischio di mercato

Al 30 giugno 2026 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- invariato rispetto al 31 dicembre 2025.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel primo semestre 2026 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2025) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	I semestre 2026				2025			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	8,80	3,81	6,27	6,62	10,29	4,45	7,48	4,45
Tasso di cambio ^(a)	3,91	0,08	1,62	0,26	7,99	0,07	2,07	0,43

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le strutture di Finanza Operativa Eni Corporate e Banque Eni SA.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	I semestre 2026				2025			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	98,95	22,12	56,89	63,49	34,93	2,79	16,37	2,79
Trading ^(b)	4,82	0,32	1,07	2,06	1,34	0,30	0,63	0,37

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Supply, Plenitude, Eni Trade & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali) fino al 17/03/2026, poi monitorate in modo congiunto come BU Global Trading. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, Supply e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e a Eni Trading & Shipping Inc. fino al 17/03/2026, poi monitorate in modo congiunto come BU Global Trading.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	I semestre 2026				2025			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro	0,54	0,37	0,46	0,44	0,64	0,53	0,58	0,54

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(\$ milioni)	I semestre 2026				2025			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA	0,17	0,11	0,15	0,17	0,18	0,12	0,15	0,16

Rischio liquidità

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2026 il programma risulta utilizzato per circa €15,4 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating A3 con outlook Stabile per il debito a lungo termine e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Al 30 giugno 2026, il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9 miliardi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Al fine di un più efficiente regolamento massivo delle fatture, Eni si avvale dei servizi di pagamento di agenti che provvedono alla liquidazione alla scadenza di debiti verso varie controparti Eni nell'ordinaria gestione delle operazioni. Tali pagamenti sono rimborsati da Eni all'agente all'inizio del mese successivo. Al 30 giugno 2026 l'esposizione verso tali agenti ammonta a circa €0,8 miliardi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
Passività finanziarie	5.928	2.817	5.470	1.972	2.142	13.173	31.502
Passività per beni in leasing	697	821	622	497	465	2.320	5.422
Passività per strumenti finanziari derivati	2.246	15	3	1		5	2.270
	8.871	3.653	6.095	2.470	2.607	15.498	39.194
Interessi su debiti finanziari	373	943	843	665	607	5.356	8.787
Interessi su passività per beni in leasing	261	261	221	189	161	607	1.700
	634	1.204	1.064	854	768	5.963	10.487
Garanzie finanziarie	290						290

La passività per beni in leasing comprensive della quota interessi è riferibile per €869 milioni (1.082 milioni al 31 dicembre 2025) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

L'importo relativo alle garanzie finanziarie rappresenta l'impegno effettivo rappresentativo del massimo rischio di liquidità in caso di escussione della relativa garanzia alla data del bilancio.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

(€ milioni)	Anni di scadenza		
	2026	Oltre	Totale
Debiti commerciali	14.863		14.863
Altri debiti e anticipi	5.116	236	5.352
	19.979	236	20.215

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di interruzione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale 2026-2030 approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel secondo semestre 2026 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

	Anni di scadenza						
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
(€ milioni)							
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	547	911	634	527	569	10.512	13.700
Costi relativi a fondi ambientali	664	593	439	336	297	1.196	3.525
Impegni di acquisto ^(b)	10.426	15.538	12.132	11.170	9.251	63.280	121.797
- Gas							
. take-or-pay	9.255	14.734	11.461	10.863	9.011	62.916	118.240
. ship or pay	281	274	269	282	218	327	1.651
- Altri impegni di acquisto	890	530	402	25	22	37	1.906
Totale ^(c)	11.637	17.042	13.205	12.033	10.117	74.988	139.022

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni relative alle discontinued operation e alle attività destinate alla vendita per €671 milioni.

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
(€ milioni)			
30 Giugno 2026			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	17.559	5.152	12.407
Altre attività correnti	6.828	3.415	3.413
Altre attività non correnti	1.558	60	1.498
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	25.131	5.152	19.979
Altre passività correnti	9.213	3.415	5.798
Altre passività non correnti	1.553	60	1.493
31 Dicembre 2025			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	17.017	4.581	12.436
Altre attività correnti	5.076	1.133	3.943
Altre attività non correnti	2.852	13	2.839
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.842	4.581	20.261
Altre passività correnti	5.172	1.133	4.039
Altre passività non correnti	3.403	13	3.390

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €5.152 milioni (€4.581 milioni al 31 dicembre 2025); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €3.419 milioni (€1.133 milioni al 31 dicembre 2025) e altre attività e passività per €56 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2025).

Contenziosi

Nell'ambito dell'ordinaria gestione, Eni è parte di cause e procedimenti legali di natura civile, amministrativa, di responsabilità amministrativa di impresa ai sensi del D.Lgs 231/2001 per i presunti reati commessi da manager e dipendenti nell'esercizio delle rispettive funzioni, nonché di procedimenti arbitrali relativi a presunte violazioni dei contratti petroliferi o in relazione ad altre dispute commerciali.

La Relazione Semestrale redatta in forma "condensed" ai sensi dello IAS 34 presuppone la conoscenza della Relazione Finanziaria Annuale di cui costituisce, in linea di massima, un aggiornamento per gli sviluppi successivi. Nel primo semestre 2026 gli sviluppi dei procedimenti di cui la Società è parte non hanno alterato in modo significativo il grado di rischio o le potenziali perdite ai quali il Gruppo è esposto per effetto del contenzioso in essere. Per maggiori informazioni sullo status complessivo dei giudizi in cui Eni è convenuta si rinvia al contenuto della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato 2025 dove sono oggetto d'informativa i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Di seguito sono descritti i procedimenti che hanno avuto sviluppi significativi nel primo semestre del 2026 fino alla data di pubblicazione della presente relazione di Eni:

- (i) Procedimento penale per presunti reati ambientali presso il sito di Gela: dichiarato inammissibile il ricorso proposto dal pubblico ministero contro la sentenza di assoluzione di primo grado compresi presunti reati ex D.Lgs 231/2001.
- (ii) Procura di Palermo/presunti reati connessi al traffico illecito di rifiuti coinvolti Raffineria di Gela SpA/EniMed SpA: sentenza di assoluzione passata in giudicato.
- (iii) Procura di Pavia/presunti reati ambientali presso la raffineria di Sannazzaro: emesso decreto di archiviazione per Eni SpA indagata ai sensi del D.Lgs 231/2001.
- (iv) Avviato procedimento per presunti reati ambientali di omessa bonifica presso il sito di Gela con contestazione della responsabilità amministrativa d'impresa ex D.Lgs 231/2001 alle società Raffineria di Gela SpA, Versalis SpA e Isaf in liquidazione.
- (v) Nell'ambito del procedimento amministrativo promosso dalla Provincia di Vicenza in relazione alla bonifica del sito di Trissino, il Consiglio di Stato ha confermato in una recente sentenza la responsabilità di Eni Rewind nella contaminazione in solido con altri operatori ai quali spetta la responsabilità di definire un adeguato progetto di bonifica. L'eventuale onere a carico della società Eni al momento non è stimabile con un sufficiente livello di attendibilità. È in fase di valutazione la proposizione di rimedi giudiziari.
- (vi) Contenziosi per presunte violazioni della normativa antitrust nei settori dei biocarburanti e dei biocompound: i ricorsi presentati da Eni nei confronti dei provvedimenti dell'AGCM sono stati respinti in primo grado. Per entrambi, Eni procederà al ricorso presso il Consiglio di Stato. Eni ritiene che tali sviluppi non modifichino il profilo di rischio dei due procedimenti, in relazione ai quali erano già stati stanziati dei fondi.
- (vii) Proseguono gli arbitrati in materia di cost recovery e altre contestazioni avviati dalla Repubblica del Kazakhstan "RoK" nei confronti dei due consorzi di compagnie petrolifere internazionali che operano i progetti petroliferi Karachaganak (quota Eni 29,25%) ai sensi del Final Production Sharing Agreement e Kashagan (quota Eni 16,67%) ai sensi del North Caspian Sea Production Sharing Agreement. Eni sta continuando a valutare il merito delle richieste presentate in sede di arbitrato da parte della Repubblica alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e, pertanto, al momento non è possibile stimare l'esito dei due procedimenti.

25 Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining, Chimica e Sites in transformation	Enliva	Corporate e Altre attività	Totale
I semestre 2026						
Ricavi da clienti terzi	21.955	7.258	2.599	10.131	113	42.056
Ricavi per area geografica						
Italia	246	4.793	1.407	6.226	59	12.731
Resto dell'Unione Europea	2.271	1.473	888	3.035	8	7.675
Resto dell'Europa	8.968	426	114	470	33	10.011
Americhe	3.783		73	93	2	3.951
Asia	3.199	554	96	292	2	4.143
Africa	3.486	12	19	15	9	3.541
Altre aree	2		2			4
	21.955	7.258	2.599	10.131	113	42.056
Ricavi per prodotti e servizi venduti						
Vendita greggi	16.956		1			16.957
Vendita prodotti petroliferi	2.224		619	9.906		12.749
Vendita gas naturale e GNL	2.381	5.989	1			8.371
Vendita prodotti petrolchimici			1.623			1.623
Vendita di energia elettrica		1.124	1			1.125
Vendita altri prodotti	34	1	225	46	21	327
Servizi	360	144	129	179	92	904
	21.955	7.258	2.599	10.131	113	42.056
Tempistiche di trasferimento beni/servizi						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	21.710	7.258	2.575	10.131	111	41.785
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	245		24		2	271
I semestre 2025						
Ricavi da clienti terzi	17.984	6.541	2.885	8.216	126	35.752
Ricavi per area geografica						
Italia	328	3.832	1.753	5.257	68	11.238
Resto dell'Unione Europea	1.518	1.813	754	2.328	37	6.450
Resto dell'Europa	6.140	139	109	358		6.746
Americhe	2.897		62	55	1	3.015
Asia	3.787	745	180	208	6	4.926
Africa	3.299	12	25	10	14	3.360
Altre aree	15		2			17
	17.984	6.541	2.885	8.216	126	35.752
Ricavi per prodotti e servizi venduti						
Vendita greggi	13.200					13.200
Vendita prodotti petroliferi	2.113		808	7.963		10.884
Vendita gas naturale e GNL	2.429	4.967	1			7.397
Vendita prodotti petrolchimici			1.723			1.723
Vendita di energia elettrica		1.268	1			1.269
Vendita altri prodotti	32	1	182	37	31	283
Servizi	210	305	170	216	95	996
	17.984	6.541	2.885	8.216	126	35.752
Tempistiche di trasferimento beni/servizi						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	17.771	6.468	2.838	8.216	119	35.412
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	213	73	47		7	340

Maggiori informazioni sui ricavi della gestione caratteristica per settore di attività sono indicate alla nota n. 31 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

26 Costi

Acquisti, prestazioni e costi diversi

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	27.060	24.027
Costi per servizi	5.049	4.536
Costi per godimento di beni di terzi	686	687
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	165	207
Altri oneri	1.046	810
	34.006	30.267
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(77)	(213)
	33.929	30.054

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi di prospezioni, studi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €134 milioni (€86 milioni nel primo semestre 2025).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Costo lavoro	1.633	1.618
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(51)	(64)
	1.582	1.554

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

27 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Proventi finanziari	3.217	5.359
Oneri finanziari	(3.707)	(5.729)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	95	111
Strumenti finanziari derivati	9	(70)
Proventi (oneri) finanziari	(386)	(329)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(346)	(367)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	94	120
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	1	(9)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(164)	(129)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(162)	(180)
Interessi attivi verso banche	68	103
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	129	94
	(380)	(368)
Differenze attive (passive) di cambio	93	182
Strumenti finanziari derivati	9	(70)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	35	70
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	18	18
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(142)	(162)
Altri proventi (oneri) finanziari	(19)	1
	(108)	(73)
	(386)	(329)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 10 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 20 – Strumenti finanziari derivati.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

28 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

Le informazioni relative alle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono riportate alla nota n. 13 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Dividendi	60	100
Altri proventi (oneri) netti	2.086	6
	2.146	106

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €31 milioni e Everen Ltd per €20 milioni (rispettivamente, €52 milioni e €30 milioni nel primo semestre 2025).

Gli altri proventi netti si riferiscono per €2.088 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination tra Eni e Petronas con la costituzione della joint venture Searah Ltd e comprende il realizzo delle differenze passive di cambio da conversione per €71 milioni.

29 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Imposte correnti	1.832	1.961
Imposte differite e anticipate nette	285	95
	2.117	2.056

Il tax rate del primo semestre 2026 in continuing operation è stato del 44,0%. La maggiore tassazione rispetto all'aliquota fiscale IRES vigente in Italia del 24% è dovuta principalmente alle imprese estere del settore Exploration & Production.

Gli effetti dell'applicazione della disposizione OCSE relativa ad un livello di imposizione fiscale minimo globale per i gruppi multinazionali di imprese introdotta dalla Direttiva UE 2022/2523 (cd. Pillar 2) non sono significativi.

30 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 30 giugno 2026 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto del periodo di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e, limitatamente all'utile per azione diluito, del prestito obbligazionario convertibile, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		I semestre 2026	I semestre 2025
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		2.939.974.225	3.056.156.097
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		8.057.287	5.621.740
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		57.578.811	56.975.836
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.005.610.323	3.118.753.673
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	4.390	1.715
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(132)	(116)
Utile netto di competenza Eni per utile semplice	(€ milioni)	4.258	1.599
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	16	15
Utile netto di competenza Eni per utile diluito	(€ milioni)	4.274	1.614
Utile per azione semplice	(€ per azione)	1,45	0,52
Utile per azione diluito	(€ per azione)	1,42	0,52
Utile netto di competenza Eni - continuing operations	(€ milioni)	3.023	(406)
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(132)	(116)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations per utile semplice	(€ milioni)	2.891	(522)
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	16	15
Utile netto di competenza Eni - continuing operations per utile diluito	(€ milioni)	2.907	(507)
Utile per azione semplice	(€ per azione)	0,98	(0,17)
Utile per azione diluito	(€ per azione)	0,97	(0,17)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations per utile semplice e diluito	(€ milioni)	1.367	2.121
Utile per azione semplice	(€ per azione)	0,47	0,69
Utile per azione diluito	(€ per azione)	0,45	0,69

31 Informazioni per settore di attività

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Per quanto riguarda le informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", coerentemente con le previsioni dei principi contabili applicabili, il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di minore aggregazione. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, i reportable segment di Eni al 30 giugno 2026 sono stati definiti come segue:

- **Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply per le attività di raffinazione e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
- **Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power:** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL equity e di terzi. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas. Questo reportable segment comprende i risultati del business Power relativo all'attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici, che presenta ritorni economici simili considerata la comunanza delle dinamiche industriali relative alla domanda di gas e di energia elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
- **Refining, Chimica e Sites in transformation:** attività di lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining" e attività di produzione di prodotti chimici da ciclo petrolifero, svolte dalla controllata Versalis e le società figlie, che sono state aggregate in un unico reportable segment, poiché presentano ritorni economici simili, esposizione a comuni dinamiche di mercato e comunanze nella struttura dei processi industriali. Versalis è attiva nella produzione di bioplastiche tramite la controllata Novamont e nella chimica del compounding. Il business Sites in transformation 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.
- **Enilive:** gestisce le attività di produzione di biocarburanti da materie prime rinnovabili e la commercializzazione al dettaglio

di carburanti tradizionali e bio, nonché di prodotti e servizi rivolti all'automobilista nell'ottica della mobilità sostenibile. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti.

- **Plenitude:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica (installazione di colonnine di ricarica).
- **Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind. Comprende, inoltre, le attività relative ai progetti CCUS, agri-business, conservazione delle foreste e produzione di bioenergia, in fase di sviluppo.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Per effetto dell'intenzione di procedere al riassetto dell'azionariato della controllata Plenitude finalizzato alla modifica della governance per istituire il controllo congiunto, il business Plenitude (Eni 70%) è stato classificato come discontinued operation. I dati comparativi sono stati oggetto di riesposizione. Le informazioni finanziarie del business Plenitude continuano ad essere riportate nella segment information in quanto riviste dal Chief Operating Decision Maker.

Di seguito si riportano le principali misure di risultato per il restatement relativo alle discontinued operation.

Informazioni pubblicate nel 2025

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Elisioni	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
I semestre 2025										
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	24.942	9.034	9.465	9.536	5.603	(17.374)	41.206	126		41.332
Risultato operativo	3.446	1.358	(1.302)	174	64		3.740	(539)	289	3.490
31 Dicembre 2025										
Attività direttamente attribuibili ^(b)	60.407	4.988	6.377	6.117	13.622		91.511	2.630	(253)	93.888

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

Informazioni riesposte

	Discontinued operations												
(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining, Chimica e Sites in transformation	Enlive	Plenitude	Elisioni	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale	Plenitude	Elisioni infragruppo	Continuing operations
I semestre 2025													
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	24.942	9.034	9.465	9.536	5.603	(17.374)	41.206	126		41.332	(5.603)	23	35.752
Risultato operativo	3.446	1.358	(1.302)	174	64		3.740	(539)	289	3.490	(64)	(2.375)	1.051
31 Dicembre 2025													
Attività direttamente attribuibili ^(b)	60.407	4.988	6.377	6.117	13.622		91.511	2.630	(253)	93.888			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining, Chimica e Sites in transformation	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale	Discontinued operations	Plenitude	Elisioni infragruppo	Continuing operations
(€ milioni)													
I semestre 2026													
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	30.317	9.433	10.553	11.674	5.305	67.282							
- a dedurre ricavi infrasettori	(8.362)	(2.175)	(7.954)	(1.543)	(24)	(20.058)							
Ricavi da terzi	21.955	7.258	2.599	10.131	5.281	47.224	113		47.337	(5.281)			42.056
Risultato operativo	3.502	381	(302)	375	826	4.782	(615)	(96)	4.071	(826)	(1.363)		1.882
I semestre 2025													
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	24.942	9.034	9.465	9.536	5.603	58.580							
- a dedurre ricavi infrasettori	(6.958)	(2.493)	(6.580)	(1.320)	(23)	(17.374)							
Ricavi da terzi	17.984	6.541	2.885	8.216	5.580	41.206	126		41.332	(5.580)			35.752
Risultato operativo	3.446	1.358	(1.302)	174	64	3.740	(539)	289	3.490	(64)	(2.375)		1.051

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining, Chimica e Sites in transformation	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
(€ milioni)									
30 Giugno 2026									
Attività direttamente attribuibili ^(a)	58.956	5.683	7.973	7.229	13.590	93.431	3.109	(374)	96.166
Attività non direttamente attribuibili ^(b)									50.839
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.408	5.530	5.421	3.584	4.299	39.242	5.118	(106)	44.254
Passività non direttamente attribuibili ^(b)									45.821
31 Dicembre 2025									
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.407	4.988	6.377	6.117	13.622	91.511	2.630	(253)	93.888
Attività non direttamente attribuibili ^(b)									43.181
Passività direttamente attribuibili ^(a)	19.934	4.691	4.153	3.303	5.490	37.571	5.239	(90)	42.720
Passività non direttamente attribuibili ^(b)									41.562

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) i contributi a Eni Foundation e a Fondazione Eni Enrico Mattei, soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e di ricerca. Le transazioni verso questi soggetti sono immateriali.

Non vi sono state transazioni rilevanti con amministratori, revisori dei conti o loro affiliati.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

	30 Giugno 2026			I semestre 2026		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
(€ milioni)						
Continuing operation						
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	4	191		1	248	
Coral FLNG SA	16		1.286	11		
Eni CCUS Holding	159		1.234	132		
Gruppo Azule	137	496	3.033	45	1.042	70
Gruppo Saipem	41	213	9	4	395	
Gruppo SeaCorridor	57	37		1	207	
Gruppo Vårgrønn			548	1		
In Salah Gas Ltd		101			428	
Ithaca Energy Plc	82	85		5	228	(359)
Karachaganak Petroleum Operating BV	30	166		1	542	
Mellitah Oil & Gas BV	60	383		3	625	
Petrobel Belayim Petroleum Co	16	556		3	324	
Searah Ltd	53		282	4		
Société Centrale Electrique du Congo SA	36			37		
St. Bernard Renewables Llc			126		10	
Vår Energi ASA	16	1.682	2.014	20	4.391	(28)
Altre (*)	155	68	5	79	126	
	862	3.978	8.537	347	8.566	(317)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	174	1		4		
Altre	15	11	14	9	6	
	189	12	14	13	6	
	1.051	3.990	8.551	360	8.572	(317)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	117	110		23	7	14
Gruppo Snam	168	183		171	689	
Gruppo Terna	102	92		246	207	3
GSE - Gestore Servizi Energetici	110	128		974	289	132
Altre (*)	55	31		64	16	
	552	544		1.478	1.208	149
Altri soggetti correlati	2	2			17	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	288	238		25	267	
	1.893	4.774	8.551	1.863	10.064	(168)
Discontinued operation						
Joint venture e imprese collegate						
Gruppo Vårgrønn			139			
Altre	15	13	27	9	15	
	15	13	166	9	15	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	4		2			
	4		2			
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	1	138		2	378	
Gruppo Italgas		66		6	429	
Gruppo Terna	8	39		9	130	
GSE - Gestore Servizi Energetici	30	57		161	357	
Altre	7	15		46	7	
	46	315		224	1.301	
	65	328	168	233	1.316	
Totale	1.958	5.102	8.719	2.096	11.380	(168)

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

	31 Dicembre 2025			I semestre 2025		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
(€ milioni)						
Continuing operation						
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	135			162	
Cardón IV SA	1	134		2		
Coral FLNG SA	12		1.247	9		
Eni CCUS Holding	118		1.218			
Gruppo Azule	119	361	2.939	36	679	
Gruppo Saipem	41	136	9	2	311	
Gruppo SeaCorridor	67	19		1	165	
Gruppo Vårgrønn	1		678	1		
In Salah Gas Ltd		57			83	
Ithaca Energy Plc	146	73			164	(343)
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	119			512	
Mellitah Oil & Gas BV	56	241			395	
Petrobel Belayim Petroleum Co	13	470		1	364	
Società Oleodotti Meridionali SpA	22	500		14	10	
Société Centrale Electrique du Congo SA	91			44		
St. Bernard Renewables Llc	1		98			
Vår Energi ASA	26	1.321	1.948	33	2.520	
Altre (*)	86	78	26	36	158	
	830	3.644	8.163	179	5.523	(343)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	170	1		4		
VME Oilfield Chemicals Llc			112			
Altre	19	10	21	11	6	
	189	11	133	15	6	
	1.019	3.655	8.296	194	5.529	(343)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	89	183		20	46	2
Gruppo Italgas	2	190			2	
Gruppo Snam	110	247		(6)	602	
Gruppo Terna	62	75		160	82	1
GSE - Gestore Servizi Energetici	112	100		622	289	157
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3			69		
Altre (*)	45	70		28	25	
	423	865		893	1.046	160
Altri soggetti correlati						
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	216	307		20	271	
	1.658	4.831	8.296	1.107	6.863	(183)
Discontinued operation						
Joint venture e imprese collegate						
Altre				1	21	
				1	21	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre				1		
				1		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel				1	333	
Gruppo Italgas				5	353	
Gruppo Snam				10		
Gruppo Terna				17	87	
GSE - Gestore Servizi Energetici				483	613	
Altre				24	6	
				540	1.392	
				542	1.413	
Totale	1.658	4.831	8.296	1.649	8.276	(183)

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni CCUS Holding a fronte della vendita delle attività CCUS nel Regno Unito e Paesi Bassi;
- la fornitura di servizi specialistici, l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO verso il gruppo Azule;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente alla linea di business Refining e al settore Exploration & Production;
- l'acquisizione di servizi di trasporto verso il gruppo SeaCorridor;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn prevalentemente a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- l'acquisto di gas da In Salah Gas Ltd;
- il credito nell'ambito della business combination, l'acquisto di greggi e condensati e la stipula di contratti derivati su commodity dal gruppo Ithaca Energy Plc;
- l'emissione di garanzie nell'interesse di Searah Ltd in relazione alle attività di esplorazione e produzione in Malesia e Indonesia;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- le garanzie rilasciate pro quota nell'interesse di St. Bernard Renewables Llc a favore di fornitori per le operazioni di acquisto feedstock;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €12 milioni e debiti per contributi da versare per €2 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni – FISDE per €3 milioni;
- contributi versati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

	30 Giugno 2026			I semestre 2026		
	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
(€ milioni)						
<i>Continuing operation</i>						
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	408			7		
E&E Algeria Touat BV		92				
Eni CCUS Holding	133	14		8		
Gruppo Saipem		98			3	
Mozambique Rovuma Venture SpA	2.779	173		91	8	
Searah Ltd		80				
St. Bernard Renewables Llc	66		140	2		
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd	46		481			
Altre (*)	14	76		26	20	
	3.446	533	621	134	31	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	38	68		1	1	
	38	68		1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		66			2	
Altre		21				1
		87			2	1
Altri soggetti correlati		2			1	
	3.484	690	621	135	35	1
<i>Discontinued operation</i>						
Joint venture e imprese collegate						
Altre	39		4	1		
	39		4	1		
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	6					
	6					
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		51			1	
Altre		5				
		56			1	
	45	56	4	1	1	
Totale	3.529	746	625	136	36	1

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

	31 Dicembre 2025			I semestre 2025		
	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
(€ milioni)						
Continuing operation						
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	417			9		
E&E Algeria Touat BV		56				
Eni CCUS Holding	123					
Gruppo Saipem		247			11	
Mozambique Rovuma Venture SpA	2.318	91		69	8	
Altre (*)	70	57	4	21	3	
	2.928	451	4	99	22	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	41	55		1	1	
	41	55		1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		52				
Altre		35		1	3	4
		87		1	3	4
Altri soggetti correlati						
	2.969	593	4	101	26	4
Discontinued operation						
Joint venture e imprese collegate						
Altre				1		
				1		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti					1	
					1	
				1	1	
Totale	2.969	593	4	102	27	4

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le finanziarie di Gruppo per la E&E Algeria Touat BV;
- il finanziamento concesso alla Eni CCUS Holding, nell'ambito dell'accordo con il partner Global Infrastructure Partners;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le finanziarie di Gruppo per la Searah Ltd;
- garanzie nell'interesse della joint venture St. Bernard Renewables Llc a copertura di cessione di crediti fiscali e dei finanziamenti ricevuti;
- una Parent Company Guarantee nell'interesse di Pengerang Biorefinery Sdn Bhd ai sensi del Construction Term Facility Agreement in relazione al finanziamento per la costruzione di una nuova bioraffineria in Malesia.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e a supporto delle attività Agri feedstock.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	30 Giugno 2026			31 Dicembre 2025		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	8.365			8.100		
Altre attività finanziarie correnti	5.034	2.813	55,88	3.710	2.357	63,53
Crediti commerciali e altri crediti	12.407	1.585	12,78	12.436	1.375	11,06
Altre attività correnti	3.413	95	2,78	3.943	76	1,93
Altre attività finanziarie non correnti	1.126	671	59,59	1.109	612	55,18
Altre attività non correnti	1.498	213	14,22	2.839	207	7,29
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	18.533	110	0,59	8.005		
Passività finanziarie a breve termine	5.334	501	9,39	4.929	265	5,38
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.388	34	1,42	3.434	128	3,73
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.083	71	6,56	1.263	108	8,55
Debiti commerciali e altri debiti	19.979	4.628	23,16	20.261	4.283	21,14
Altre passività correnti	5.798	140	2,41	4.039	86	2,13
Passività finanziarie a lungo termine	23.827	66	0,28	20.139	52	0,26
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.358	18	0,41	4.437	40	0,90
Altre passività non correnti	1.493	6	0,40	3.390	462	13,63
Passività direttamente associabili a discontinued operation e ad attività destinate alla vendita	6.702	384	5,73	2.026		

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	I semestre 2026			I semestre 2025		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Continuing operation						
Ricavi della gestione caratteristica	42.056	1.645	3,91	35.752	1.005	2,81
Altri ricavi e proventi	673	218	32,39	649	102	15,72
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(33.929)	(10.072)	29,69	(30.054)	(6.868)	22,85
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(101)	(1)	0,99	(73)	(1)	1,37
Costo lavoro	(1.582)	9	..	(1.554)	6	..
Altri proventi (oneri) operativi	(321)	(168)	52,34	436	(183)	..
Proventi finanziari	3.217	135	4,20	5.359	101	1,88
Oneri finanziari	(3.707)	(35)	0,94	(5.729)	(26)	0,45
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	2.146	1	0,05	106	4	3,77
Discontinued operation						
Totale ricavi	5.407	233	4,31	5.685	542	9,53
Costi operativi	(3.218)	(1.316)	40,89	(3.246)	(1.413)	43,53
Proventi (oneri) finanziari	7			(81)		

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	I semestre 2026	I semestre 2025
Ricavi e proventi	2.096	1.649
Costi e oneri	(9.913)	(7.192)
Altri proventi (oneri) operativi	(168)	(183)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(229)	691
Interessi	91	63
Flusso di cassa netto da attività operativa	(8.123)	(4.972)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.466)	(1.083)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	201	122
Variazione crediti finanziari	(102)	(294)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.367)	(1.255)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	67	294
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	67	294
Variazione disponibilità liquide e equivalenti		1
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(9.423)	(5.932)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	I semestre 2026			I semestre 2025		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.697	(8.123)	..	5.902	(4.972)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(5.654)	(1.367)	24,18	(4.405)	(1.255)	28,49
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	68	67	98,53	(309)	294	..

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2026 e nel 2025 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

34 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel primo semestre 2026 e nel 2025 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

A luglio è stato 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 SCSp (entità gestita da Ares Credit Management LLC), che prevede un apporto di capitale di \$2 miliardi da parte dello stesso con incasso atteso nel terzo trimestre 2026. AC Europe II SCSp 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.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026, nel corso del primo semestre 2026.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

28 luglio 2026

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti di

Eni SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative di Eni SpA e controllate (il "Gruppo Eni") al 30 giugno 2026. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile IAS 34 emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera 10867/1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio e altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240, Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Via Pisacane 1B Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Via Santa Maria 11 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Udine** 33100 Piazza Belloni 9/10 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001.

www.pwc.com/it

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Eni al 30 giugno 2026 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile IAS 34 emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale.

Roma, 31 luglio 2026

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'F. Ronco', written over a horizontal line.

Francesco Ronco
(Revisore legale)

3

ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2026

103

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

104

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 30 GIUGNO 2026

Al 30 giugno 2026, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	63	333	396						
Imprese consolidate joint operation				4	6	10			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	12	51	63	35	88	123			
Valutate con il metodo del costo	4		4	5	24	29			
Valutate con il metodo del fair value							3	20	23
	16	51	67	40	112	152	3	20	23
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		4	4		4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	35	36			
		4	4	1	39	40			
Totale	79	388	467	45	157	202	3	20	23

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N.15)

Acea Energia SpA	Roma	Plenitude	Acquisizione
Eni Argentina LNG BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Cardon Holding BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni East Ganai BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni East Sepinggan BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Ganai BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Industrial Evolution SpA	Roma	Refining	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Muara Bakau II BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni North Ganai BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Rapak BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Uruguay Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni West Ganai BV	I'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Pentagas Global Service Srl	Segrate (MI)	Plenitude	Acquisizione
Siel Agrisolare Srl	Cesena	Plenitude	Acquisizione del controllo
VME Oilfield Chemicals LLC	Doha	Chimica	Sopravvenuta Rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 23)

Eni China BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni East Ganai Ltd	Londra	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni East Sepinggan Ltd	Londra	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Energy East Ganai BV	L'Aja	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Energy East Sepinggan BV	L'Aja	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Energy Group Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Group Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Group Midco Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Muara Bakau BV	L'Aja	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Energy North Ganai BV	L'Aja	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Energy West Ganai BV	L'Aja	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Ganai Deepwater Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Ganai Ltd	Londra	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Isatay BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni North Ganai Ltd	Londra	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Plenitude Technical Services Romania Srl	Cluj-Napoca	Plenitude	Cessione
Eni Rapak Deepwater Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Rapak Ltd	Londra	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni West Ganai Ltd	Londra	Exploration & Production	Perdita del controllo
Export LNG Ltd	Hong Kong	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Instambul	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Versalis UK Ltd	Londra	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam	Global Gas & LNG Portfolio	Modifica degli accordi contrattuali relativi a joint arrangement
----------------------------	-----------	----------------------------	---



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 30 giugno 2026: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

