

Relazione Finanziaria Semestrale

Consolidata al
30 giugno 2025





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 2025

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 quantitativi ed economico-finanziari	6
Andamento operativo	8
Commento ai risultati e altre informazioni	23

2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	56
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	62
Attestazione del management	98
Relazione della Società di revisione	99

3. ALLEGATI

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2025	102
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre	103

1

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Highlights	4
Principali dati quantitativi ed economico-finanziari	6
ANDAMENTO OPERATIVO	
Exploration & Production	8
Global Gas & LNG Portfolio e Power	11
Enlive e Plenitude	14
Refining e Chimica	19
Performance e iniziative ESG	21
COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI	
Commento ai risultati economico-finanziari	23
Fattori di rischio e incertezza	46
Evoluzione prevedibile della gestione	53
Altre informazioni	53

Highlights

Highlights strategici e finanziari

I vantaggi competitivi E&P basati sulle competenze e sulla capacità di gestione dei progetti alimentano la crescita futura

- Concordati tra Eni e Petronas i principali termini per la creazione di una JV paritetica autofinanziata che combinerà i portafogli di asset a gas dei due partner in Indonesia e Malesia, con l'obiettivo di una produzione di lungo termine di 500 mila boe/giorno e un potenziale esplorativo a contenuto rischio di 50 trilioni di piedi cubi.
- Nel primo semestre 2025 sono state effettuate importanti scoperte near-field nel Regno Unito attraverso Ithaca Energy (Eni 37,2%), in Norvegia, attraverso Vår Energi (Eni 63%), e in Costa d'Avorio. In aprile, la JV Eni Azule Energy (Eni 50%) ha annunciato i risultati preliminari del pozzo Capricornus 1-X, nel bacino dell'Orange in Namibia, grazie a un test di produzione positivo che ha intercettato un intervallo mineralizzato a olio leggero. Gli studi di valutazione della scoperta proseguono. A luglio, Azule ha anche comunicato la scoperta a gas di Gajajeira-01, in Angola.
- Definito l'accordo tra Eni e YPF per sviluppare il progetto Argentina LNG da 12 milioni tonnellate/anno, valorizzando il gas del giacimento Vaca Muerta. Attraverso uno sviluppo per fasi, si prevede di esportare fino a 30 milioni tonnellate/anno di GNL dal 2030.
- Storico accordo con Cipro ed Egitto per sfruttare le significative risorse di gas della scoperta cipriota di Cronos nel Blocco 6 offshore, che saranno esportate nei mercati a premio dell'Europa, grazie alle sinergie con le infrastrutture produttive e la capacità di liquefazione Eni in Egitto.
- Avviato a maggio il giacimento a gas Merakes East nel bacino di Kutei, nell'offshore dell'Indonesia, a soli due anni dalla FID (Final Investment Decision).
- Vår Energi ha avviato nel mese di giugno, la produzione del giacimento ad olio di Balder-X nell'offshore norvegese e nel mese di marzo, la produzione del giacimento Johan Castberg nel Mare di Barents.

Crescita dei business della transizione

- La capacità installata di energia rinnovabile di Plenitude ha raggiunto 4,5 GW, in crescita del 45% rispetto al semestre '24. Capacità di bio-raffinazione di Enilive a 1,65 milioni di tonnellate/anno, con 1 milione di tonnellate/anno in fase di sviluppo.
- A giugno Plenitude ha sottoposto un'offerta vincolante per l'acquisizione di Acea Energia che consentirebbe di aumentare la base clienti di oltre il 10%.

La ristrutturazione dei business meno competitivi prosegue, facendo leva sul nostro vantaggio tecnologico

- Completate le chiusure delle unità di cracking in perdita di Brindisi a marzo e di Priolo a luglio, in anticipo rispetto ai piani, avviando la successiva fase di riconversione alla manifattura di prodotti decarbonizzati.
- Avviati i lavori di costruzione presso l'hub di Livorno finalizzati alla conversione in bioraffineria.

Rilevante creazione di valore grazie agli investimenti di terzi nei nostri business della transizione

- Accordo con Ares per un investimento del 20% nel capitale sociale di Plenitude, trasferendo a Eni €2 miliardi di cassa, sulla base di un enterprise value del satellite di oltre €12 miliardi.
- Avviata la negoziazione per la creazione di una società finanziariamente indipendente, controllata da Eni e Global Infrastructure Partners (GIP), per la gestione e il finanziamento dello sviluppo del nostro business CCUS.
- Nel primo semestre '25, è stato finalizzato l'investimento del 30% del fondo KKR in Enilive e la seconda tranche dell'investimento del fondo EIP in Plenitude, che incrementa la partecipazione al 10%, con un incasso complessivo di €3,8 miliardi.

Iniziative di portafoglio e di cassa per mitigare lo scenario con l'obiettivo di tutelare la leva, generare valore e assicurare sostenibili ritorni per gli azionisti

- Realizzate misure mitigative sulla cassa per oltre €1 miliardo al fine di bilanciare l'impatto negativo dei prezzi delle commodity e dell'andamento del cambio EUR/USD.
- Leverage proforma pari al 10%, grazie alla valorizzazione dei satelliti della transizione, alla gestione del portafoglio e all'ottimizzazione dei costi.
- Distribuiti €1,5 miliardi di dividendi agli azionisti, inclusa la quarta rata del dividendo 2024.
- Avviato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie, da realizzarsi entro la fine di aprile 2026, per l'ammontare di almeno €1,5 miliardi, incrementabile sulla base di eventuali aumenti del Flusso di cassa da attività operativa, fino ad un massimo di €3,5 miliardi. Al 18 luglio 2025, sono state acquistate circa 32,2 milioni di azioni con un esborso di €440 milioni.

Eccellenti risultati sostenuti dalla solidità del modello di business, dalla disciplina finanziaria e dall'elevata qualità del portafoglio in grado di mitigare lo scenario

- Nel semestre '25 l'EBIT proforma adjusted di Gruppo è stato pari a €6,36 miliardi, in grado di assorbire il significativo effetto dei più deboli prezzi dei prodotti energetici e del deprezzamento del dollaro. Il risultato è stato sostenuto da numerose iniziative di efficienza, dalla crescita dei volumi e da favorevoli effetti mix. Il Gruppo ha realizzato €2,55 miliardi di utile netto adjusted con un tax rate consolidato adjusted del 47%.

Nel primo semestre 2025:

- E&P ha conseguito un EBIT proforma adjusted di €5,73 miliardi (-18% rispetto al corrispondente periodo 2024). Gli effetti positivi dovuti al crescente contributo dei progetti a contenuto breakeven e le iniziative di efficienza hanno attenuato lo scenario (prezzo Brent -15% e +1% cambio EUR/USD).
- Il settore GGP e Power ha conseguito un EBIT proforma adjusted di €0,86 miliardi (in crescita del 21% vs. il primo semestre '24) grazie alla costante valorizzazione del portafoglio gas e ai benefici dovuti alle rinegoziazioni e agli accordi contrattuali.
- Enilive ha conseguito l'EBIT proforma adjusted di €0,22 miliardi (€0,38 miliardi l'EBITDA), -28% rispetto al primo semestre '24, a seguito dello sfavorevole scenario bio in parte compensato dai risultati del marketing.
- Plenitude ha conseguito un EBIT proforma adjusted di €0,37 miliardi (€0,61 miliardi l'EBITDA), in calo del 4% rispetto allo stesso periodo del 2024, per effetto dei minori risultati del business retail parzialmente compensati dal ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi.
- Il business Refining ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €0,1 miliardi, con un andamento in graduale ripresa nel corso del periodo per effetto del recupero dei margini da giugno. Il business della Chimica ha riportato la perdita adjusted di €0,43 miliardi a causa della prolungata recessione del settore europeo. Tuttavia, sono stati registrati dei miglioramenti dovuti ai primi effetti del piano di ristrutturazione.
- Il flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted è stato di €6,19 miliardi, assicurando la copertura degli investimenti lordi ottimizzati ad un livello pari a €3,91 miliardi (-5% rispetto al primo semestre '24). Il conseguente free cash flow organico di €2,28 miliardi, sostenuto anche da diverse iniziative volte a liberare capitale circolante, e dai proventi della gestione del portafoglio di circa €3,51 miliardi, principalmente relativi al closing dell'investimento di KKR in Enilive, hanno finanziato €1,52 miliardi di remunerazione agli azionisti, inclusa la quarta rata del dividendo 2024 e il riacquisto di azioni proprie (€0,76 miliardi, di cui €0,28 miliardi nell'ambito del programma di buy-back 2025). L'indebitamento finanziario netto è diminuito di circa €2 miliardi rispetto al 31 dicembre 2024, attestandosi a €10,2 miliardi.

Performance Operativa

- La produzione di idrocarburi di 1,658 milioni di boe/giorno è in riduzione di circa il 4% rispetto al primo semestre 2024 a seguito delle operazioni di portafoglio perfezionate nel 2024 in Nigeria, Alaska e Congo. Al netto dei disinvestimenti, la produzione è sostanzialmente in linea grazie alla graduale entrata a regime dei progetti organici in Costa d'Avorio, Congo, Messico e Italia, e all'avvio di Merakes Est nell'offshore dell'Indonesia mediante collegamento con la FSU di Jangkrik, che hanno compensato il declino dei giacimenti maturi.
- Le vendite di gas naturale ammontano a 21,13 miliardi di metri cubi, in riduzione del 15% rispetto al primo semestre 2024, a causa dei minori volumi commercializzati in Italia e nei mercati Europei, in particolare in Turchia.
- La produzione termoelettrica è stata pari a 9,94 TWh, in aumento dell'8% rispetto al primo semestre 2024 per effetto del maggior tasso di utilizzo degli impianti per cogliere le opportunità di mercato.
- Nell'ambito dello sviluppo dei business legati alla transizione, al 30 giugno 2025, la capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo è pari a 4,6 GW, +1,5 GW rispetto al 30 giugno 2024 (3,1 GW) ed è riferita quasi interamente a Plenitude. Nel semestre i volumi di lavorazione bio pari a 566 mila tonnellate sono in diminuzione del 16,3% rispetto al semestre 2024.
- Le vendite rete ammontano a 3,75 milioni di tonnellate, +2% rispetto al semestre di confronto, a seguito delle maggiori vendite in Italia, in particolare di benzine e diesel.
- Al 30 giugno 2025, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 21,8 mila unità (di cui 94% in Italia), +7% rispetto al 30 giugno 2024 (20,4 mila unità) e in aumento del 2% rispetto a fine 2024 (21,3 mila unità al 31 dicembre 2024).

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI		Primo Semestre	
		2025	2024
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	41.332	44.651
Utile (perdita) operativo		3.490	4.251
Utile (perdita) operativo adjusted		4.489	6.212
Utile operativo proforma adjusted ^(a)		6.362	8.223
<i>Exploration & Production</i>		5.730	6.983
<i>Global Gas & LNG Portfolio e Power</i>		860	709
<i>Enilive e Plenitude</i>		598	704
<i>Refining e Chimica</i>		(527)	(246)
<i>Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento</i>		(299)	73
Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		4.949	6.544
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		2.546	3.101
<i>per azione ^(c)</i>	(€)	0,78	0,94
<i>per ADR ^{(c)(d)}</i>	(\$)	1,71	2,03
Utile (perdita) netto ^(b)		1.715	1.872
<i>per azione ^(c)</i>	(€)	0,52	0,56
<i>per ADR ^{(c)(d)}</i>	(\$)	1,14	1,21
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	(3.549)	3.476
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	5.902	6.475
Investimenti tecnici		3.773	3.952
di cui: <i>ricerca esplorativa</i>		166	280
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		2.586	2.589
Totale attività a fine periodo		136.210	147.625
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.405	55.219
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16 ^(e)		15.906	17.454
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 ^(e)		10.198	12.113
Capitale investito netto		69.311	72.673
di cui: <i>Exploration & Production</i>		50.883	54.858
<i>Global Gas & LNG Portfolio e Power</i>		(651)	577
<i>Enilive e Plenitude</i>		9.751	9.164
<i>Refining e Chimica</i>		7.245	8.059
Leverage ante IFRS 16	(%)	19	22
Leverage post IFRS 16		30	32
Coverage		8,5	13,4
Current ratio		1,2	1,3
Debt coverage		37,1	37,1
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,8	14,4
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.056,2	3.196,3
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	44	46

(a) Misura di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nel periodo. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WWR).

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

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

DIPENDENTI		Primo Semestre	
		2025	2024
Exploration & Production	(numero)	9.006	10.539
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.128	1.122
Enilive e Plenitude		5.916	5.924
Refining e Chimica		10.198	10.560
Corporate e altre attività		6.108	6.099
Totale dipendenti gruppo		32.356	34.244
di cui: donne		9.001	9.387
all'estero		10.375	12.210
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)	(%)	30,0	29,3

DATI OPERATIVI		Primo Semestre	
		2025	2024
EXPLORATION & PRODUCTION			
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.658	1.726
<i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di barili/giorno)	805	787
<i>gas naturale</i>	(milioni di metri cubi/giorno)	126	139
Produzione venduta	(milioni di boe)	269	288
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	(\$/boe)	55,45	57,83
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER			
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	21,13	24,83
di cui: in Italia		10,44	12,64
internazionali		10,69	12,19
Vendite GNL		5,6	4,9
Produzione termoelettrica	(terawattora)	9,94	9,23
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		13,21	12,23
ENILIVE E PLENITUDE			
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,65
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	566	676
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	77	90
Vendite di prodotti petroliferi e bio rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,75	3,68
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	779	791
Clienti retail/business a fine periodo	(mln pdf)	10,0	10,1
Vendite gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	3,07	3,29
Vendite energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	8,99	8,78
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	4,5	3,1
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	2,7	2,3
Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	(migliaia)	21,8	20,4
REFINING E CHIMICA			
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	12,24	12,20
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	79	78
Produzioni di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	2.559	2.849
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	51	52

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

PRODUZIONE E PREZZI

		Primo Semestre			
		2025	2024	Var.ass.	var %
Brent dated	(\$/barile)	71,74	84,09	(12)	(14,7)
Cambio medio EUR/USD		1,093	1,081	0,012	1,1
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.658	1.726	(68)	(3,9)
Petrolio	(migliaia di barili/g)	805	787	18	2,3
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	126	139	(13)	(9,4)
Prezzi medi di realizzo	\$/boe	55,45	57,83	(2,38)	(4,1)
Petrolio	(\$/barile)	66,85	76,53	(9,68)	(12,6)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	287,14	264,89	22,25	8,4

Nel primo semestre 2025 la **produzione di idrocarburi** di 1,66 milioni di boe/giorno è in riduzione del 4% rispetto al primo semestre 2024 dovuta ai disinvestimenti eseguiti nel 2024 in Nigeria, Alaska e Congo. Al netto dei disinvestimenti, la produzione è sostanzialmente in linea grazie alla graduale entrata a regime dei progetti organici in Costa d'Avorio, Congo, Messico e Italia, e all'avvio di Merakes Est nell'offshore dell'Indonesia mediante collegamento con la FSU di Jangkrik, che hanno compensato il declino dei giacimenti maturi.

La **produzione di petrolio** è stata di 805 mila barili/giorno, in aumento del 2% rispetto al primo semestre 2024. La crescita organica in Costa d'Avorio, a seguito dell'avvio della Fase 2 del progetto Baleine, e in Messico sono state compensate dalla cessione delle attività e dal declino di giacimenti maturi.

La **produzione di gas naturale** è stata di 126 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione del 9% rispetto al primo semestre 2024. La cessione delle attività e il declino dei giacimenti maturi sono stati in parte compensati dalla crescita organica in Congo (Marine XII), Italia (regimazione di Argo/Cassiopea) e Indonesia.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 269 milioni di boe. La differenza di 31 milioni di boe rispetto alla produzione di 300 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (24 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2025	2024
Italia	(migliaia di boe/g)	69	65
Resto d'Europa		240	258
Africa Settentrionale		521	608
Africa Sub-Sahariana		329	302
Kazakhstan		168	160
Resto dell'Asia		203	201
America		124	129
Australia e Oceania		4	3
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.658	1.726
- di cui società in Joint Venture e collegate		432	392
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	269	288

(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 (132 e 125 mila boe/giorno nel primo semestre 2025 e 2024, rispettivamente).

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2025	2024
Italia	(migliaia di barili/giorno)	26	27
Resto d'Europa		145	139
Africa Settentrionale		171	182
Africa Sub-Sahariana		188	174
Kazakhstan		118	113
Resto dell'Asia		96	89
America		61	63
Australia e Oceania			
Produzione di petrolio e condensati		805	787
<i>- di cui società in Joint Venture e collegate</i>		233	212

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2025	2024
Italia	(milioni di metri cubi/giorno)	6	6
Resto d'Europa		14	18
Africa Settentrionale		52	63
Africa Sub-Sahariana		21	19
Kazakhstan		7	7
Resto dell'Asia		16	16
America		9	10
Australia e Oceania		1	
Produzione di gas naturale		126	139
<i>- di cui società in Joint Venture e collegate</i>		29	27

SVILUPPI STRATEGICI

- Nel primo semestre 2025 sono state effettuate importanti scoperte near-field nel Regno Unito, attraverso Ithaca Energy (Eni 37,2%), in Norvegia, attraverso Vår Energi (Eni 63%) e in Costa d'Avorio. In aprile, la JV Azule Energy (Eni 50%) ha annunciato i risultati preliminari del pozzo Capricornus 1-X, nel bacino dell'Orange in Namibia, grazie a un test di produzione positivo che ha intercettato un intervallo mineralizzato a olio leggero. Gli studi di valutazione della scoperta proseguono. A luglio, Azule ha anche comunicato la scoperta a gas di Gajajeira-01, in Angola.
- Firmato un accordo con Cipro ed Egitto per lo sviluppo delle riserve di gas del Blocco 6 operato da Eni nell'offshore di Cipro, da esportare in Europa attraverso gli impianti di trattamento e liquefazione di Eni presenti in Egitto.
- Definito con YPF un accordo, che fa seguito al Memorandum di Intesa dello scorso aprile, relativo al progetto Argentina LNG (ARGLNG) per la definizione delle attività necessarie a traguardare la decisione finale di investimento del progetto che comprende le installazioni di produzione, di trattamento, di trasporto e di liquefazione del gas attraverso unità galleggianti, per una capacità totale di 12 milioni di tonnellate/anno di GNL destinato ai mercati internazionali.
- Eni e Petronas hanno firmato l'accordo quadro per la creazione di una nuova Joint Venture che gestirà gli asset prevalentemente a gas dei due partner rispettivamente in Indonesia e Malesia attraverso una business combination di due portafogli molto complementari in grado di generare sinergie finanziarie ed operative. In linea con il modello satellitare Eni di costituire entità upstream geograficamente focalizzate ed autonome, la nuova JV sarà gestita come un'entità finanziariamente autosufficiente con un obiettivo produttivo di 500 mila boe/giorno sostenibile nel medio termine e un potenziale esplorativo a contenuto rischio di 50 trilioni di piedi cubi.
- Nell'ambito della strategia di utilizzo del portafoglio quale leva per accelerare la valorizzazione degli asset, sono in fase di diluizione gli elevati working interest posseduti da Eni nei progetti operati del West Africa nei blocchi Marine XII (offshore Congo) e Baleine (offshore Costa d'Avorio).
- Eni ha firmato con il partner Sonatrach un nuovo contratto per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'area di Zemoul

El Kbar. Il contratto, della durata di 30 anni, riguarda un'area di circa 4.200 chilometri quadrati situata a circa 300 chilometri a sud-est di Hassi Messaoud e comprende anche asset adiacenti precedentemente gestiti tramite contratti separati. L'accordo fa seguito alla recente assegnazione a Eni, in partnership con PTTEP, del blocco Reggane II, avvenuta nell'ambito della Gara Algeria 2024.

- Eni e Petroci hanno annunciato un significativo aumento della fornitura di gas per il sistema di generazione elettrica della Costa d'Avorio. Il gas prodotto, fino a 70 milioni di piedi cubi al giorno, sarà interamente destinato a soddisfare la domanda locale, garantendo una fornitura affidabile per le esigenze di generazione elettrica del Paese e rafforzando ulteriormente il ruolo della Costa d'Avorio come hub energetico regionale.
- A maggio, Eni ha avviato la produzione di gas del giacimento Merakes East nel blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore), nel bacino del Kutei, nell'offshore di Indonesia che contribuirà per circa 18.000 boe/g alla produzione Eni. Vår Energi ha avviato: (i) nel mese di giugno, la produzione del giacimento ad olio di Balder-X nell'offshore norvegese. La produzione è prevista raggiungere circa 80 mila boe/giorno nei prossimi 3-4 mesi; (ii) nel mese di marzo, la produzione del giacimento Johan Castberg nel Mare di Barents, partecipato al 30%, della capacità di 220 mila barili/giorno.
- Avviata l'attività di workover presso il giacimento Sankofa East, in Ghana, in prossimità della FPSO John Agyekum Kufuor, nell'ambito del più ampio piano di sviluppo del giacimento.
- Avviata in Congo la nuova piattaforma logistica Yasika, un'infrastruttura strategica all'interno del progetto Congo LNG. La piattaforma, realizzata per valorizzare il potenziale di gas della concessione Marine XII, sarà impiegata in ausilio delle due unità galleggianti di liquefazione: Tango FLNG (0,6 milioni di tonnellate/anno), entrata in produzione a dicembre 2023, e Nguya FLNG (2,4 milioni di tonnellate/anno), il cui avvio è previsto entro la fine del 2025.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2025 Eni detiene titoli minerari in 35 paesi. Al 30 giugno 2025, il portafoglio minerario di Eni consiste in 874 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 191.508 chilometri quadrati in quota Eni. Al 31 dicembre 2024 la superficie complessiva in quota Eni era di 211.347 chilometri quadrati. Nel primo semestre 2025 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli per una superficie complessiva di circa 4.450 chilometri quadrati principalmente in Egitto, Italia e Norvegia; (ii) dal rilascio di licenze per circa 20.000 chilometri quadrati principalmente in Cipro, Mozambico, Emirati Arabi Uniti e Vietnam; (iii) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, per complessivi 4.350 chilometri quadrati principalmente in Timor Leste ed Emirati Arabi Uniti.

Nel semestre 2025 sono stati ultimati 18 pozzi esplorativi (7,1 in quota Eni), a fronte di 21 pozzi (9,1 in quota Eni) del primo semestre 2024.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

		Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var. %
Prezzo spot del Gas Italia al PSV	(€/MWh)	43	31	12	38,2
TTF		41	30	12	39,2
Spread PSV vs. TTF		2	2	0	..
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		10,44	12,64	(2,20)	(17,4)
Resto d'Europa		9,07	10,70	(1,63)	(15,2)
di cui: Importatori in Italia		0,50	0,79	(0,29)	(36,7)
Mercati europei		8,57	9,91	(1,34)	(13,5)
Resto del Mondo		1,62	1,49	0,13	8,7
Totale Vendite Gas (*)		21,13	24,83	(3,70)	(14,9)
di cui: vendite di GNL		5,6	4,9	0,7	14
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	13,21	12,23	0,98	8,0
Produzione termoelettrica		9,94	9,23	0,71	7,7

(*) Include vendite intercompany.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

SVILUPPI STRATEGICI

Eni ha firmato un accordo di lungo termine per la fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) con Venture Global. Eni acquisterà 2 MTPA per 20 anni a partire dal 2030 dalla Fase 1 di CP 2 LNG, l'impianto di Venture Global con una capacità produttiva di picco di 28 MTPA, attualmente in fase di sviluppo. L'accordo è la prima fornitura a lungo termine di GNL da parte di Eni negli Stati Uniti e rappresenta uno sviluppo significativo nella strategia di Eni di espandere e diversificare la propria presenza globale di GNL, migliorando la flessibilità del portafoglio al fine di raggiungere l'obiettivo di 20 MTPA di fornitura di GNL contrattualizzato entro il 2030.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 21,48 miliardi di metri cubi con una riduzione di 4,05 miliardi di metri cubi, pari all'15,9%, rispetto al primo semestre 2024.

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var. %
Italia		3,40	3,84	(0,44)	(11,5)
Algeria (incluso il GNL)		5,88	5,95	(0,07)	(1,2)
Norvegia		3,45	3,47	(0,02)	(0,6)
Nigeria (GNL)		1,26	1,06	0,20	18,9
Qatar (GNL)		1,15	1,41	(0,26)	(18,4)
Indonesia (GNL)		1,08	1,03	0,05	4,9
Regno Unito		0,86	0,56	0,30	53,6
Paesi Bassi		0,53	1,04	(0,51)	(49,0)
Libia		0,52	0,88	(0,36)	(40,9)
Congo (GNL)		0,34	0,07	0,27	..
Russia		0,00	2,48	(2,48)	(100,0)
Altri acquisti di gas naturale		2,29	3,23	(0,94)	(29,1)
Altri acquisti di GNL		0,72	0,51	0,21	41,2
Estero		18,08	21,69	(3,61)	(16,6)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE		21,48	25,53	(4,05)	(15,9)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,35)	(0,66)	0,31	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		0,00	(0,04)	0,04	100,0
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		21,13	24,83	(3,70)	(14,9)

I volumi di gas approvvigionati all'estero (18,08 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'84% del totale, sono diminuiti di 3,61 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2024 (-16,6%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-2,48 miliardi di metri cubi), Paesi Bassi (-0,51 miliardi di metri cubi) e Libia (-0,36 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Regno Unito (+0,30 miliardi di metri cubi) e Congo (+0,27 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,40 miliardi di metri cubi) registrano una diminuzione rispetto al periodo di confronto (-11,5%).

VENDITE

Nel primo semestre 2025 le **vendite di gas naturale** di 21,13 miliardi di metri cubi sono diminuite di 3,70 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2024, principalmente per i minori volumi commercializzati nel mercato italiano e nei mercati Europei.

Le **vendite in Italia** di 10,44 miliardi di metri cubi sono diminuite di 2,20 miliardi di metri cubi, pari al 17,4% rispetto al primo semestre 2024 (12,64 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati nel segmento grossisti e all'hub, solo in parte compensati dai maggiori volumi venduti presso il segmento industriale.

Le **vendite nei mercati europei** (8,57 miliardi di metri cubi) hanno registrato un decremento del 13,5% a causa delle minori vendite registrate in particolare in Turchia ed in Germania/Austria, solo in parte compensate dalle maggiori vendite effettuate in Benelux, Regno Unito e Francia.

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2025	2024	Var. ass.	Var. %
Italia		10,44	12,64	(2,20)	(17,4)
Grossisti		4,19	5,73	(1,54)	(26,9)
PSV e borsa		2,25	3,35	(1,10)	(32,8)
Industriali		1,02	0,76	0,26	34,2
Termoelettrici		0,29	0,29	0,00	0,0
Autoconsumi		2,69	2,51	0,18	7,2
Vendite internazionali		10,69	12,19	(1,50)	(12,3)
Resto d'Europa		9,07	10,70	(1,63)	(15,2)
Importatori in Italia		0,50	0,79	(0,29)	(36,7)
Mercati europei:		8,57	9,91	(1,34)	(13,5)
<i>Penisola Iberica</i>		1,74	1,60	0,14	8,7
<i>Germania/Austria</i>		1,65	2,05	(0,40)	(19,5)
<i>Benelux</i>		2,31	1,44	0,87	60,4
<i>Regno Unito</i>		0,86	0,56	0,30	53,6
<i>Turchia</i>		0,00	2,44	(2,44)	(100,0)
<i>Francia</i>		2,01	1,79	0,22	12,3
<i>Altro</i>		0,00	0,03	(0,03)	(100,0)
Mercati extra europei		1,62	1,49	0,13	8,7
TOTALE VENDITE GAS		21,13	24,83	(3,70)	(14,9)

VENDITE DI GNL

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2025	2024	Var. ass.	Var. %
Europa		4,0	3,4	0,6	17,6
Extra Europa		1,6	1,5	0,1	6,7
TOTALE VENDITE GNL		5,6	4,9	0,7	14,3

Le **vendite di GNL** (5,6 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 2025 i principali paesi fonti di approvvigionamento di GNL sono stati la Nigeria, il Qatar e l'Indonesia.

POWER

		Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	var %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.035	1.857	178	9,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	34	80	(46)	(57,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	9,94	9,23	0,71	7,7
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	3.186	3.367	(181)	(5,4)

Disponibilità di energia elettrica		Primo Semestre			
(terawattora)		2025	2024	Var. ass.	var %
Produzione di energia elettrica		9,94	9,23	0,71	7,7
Acquisti di energia elettrica ^(a)		3,27	3,00	0,27	9,0
Disponibilità		13,21	12,23	0,98	8,0
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi ^(b)		13,21	12,23	0,98	8,0
<i>di cui: vendite a terzi</i>		<i>9,36</i>	<i>9,14</i>	<i>0,22</i>	<i>2,4</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 2025, la potenza installata in esercizio è di circa 5 GW.

Nel primo semestre 2025, la **produzione di energia elettrica** è stata di 9,94 TWh, in aumento del 7,7% rispetto al primo semestre 2024, per effetto del maggior tasso di utilizzo degli impianti per cogliere le opportunità di mercato. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 3,27 TWh di energia elettrica (+9% rispetto al periodo di confronto) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** di 13,21 TWh registrano un aumento pari all'8%, a seguito dei maggiori volumi venduti presso il mercato libero, in particolare al segmento grossista.

ENILIVE E PLENITUDE

		Primo Semestre			var %
		2025	2024	Var. ass.	
Enilive					
Spread EU HVO UCO-based vs UCO	S/ton	777	700	77,23	11,0
Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		463	959	(496)	(51,7)
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	566	676	(110)	(16,3)
Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	(%)	77	90		
Totale vendite Enilive	(milioni di tonnellate)	10,66	11,81	(1,15)	(9,7)
Vendite rete		3,75	3,68	0,07	2,0
<i>di cui: Italia</i>		2,65	2,60	0,05	1,9
Vendite extrarete		5,71	6,96	(1,25)	(18,0)
<i>di cui: Italia</i>		4,36	5,34	(0,98)	(18,4)
Altre vendite		1,20	1,17	0,03	2,6
Plenitude					
PUN Index GME	€/MWh	120	93	26	27,9
Vendite gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	3,07	3,29	(0,22)	(6,7)
Vendite energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	8,99	8,78	0,21	2,4
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di pdf)	10,0	10,1	(0,1)	(0,7)
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	2,7	2,3	0,4	16,5
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	4,5	3,1	1,4	45,2
Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	(migliaia)	21,8	20,4	1,4	6,9

(a) Renewable Diesel.

ENILIVE

SVILUPPI STRATEGICI

Avviato il primo impianto dedicato alla produzione di Sustainable Aviation Fuel (SAF) nella Bioraffineria di Gela con una capacità di 400 mila tonnellate/anno.

Eni e Saipem hanno esteso l'accordo di collaborazione sottoscritto dalle due società nel novembre 2023 volto alla costruzione di nuove bioraffinerie, alla conversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie e, più in generale, allo sviluppo di nuove iniziative da parte di Eni nell'ambito della trasformazione industriale.

Eni e KKR hanno dato esecuzione all'operazione prevista dall'accordo di investimento, annunciato lo scorso febbraio, per l'incremento della partecipazione di KKR in Enilive attraverso l'acquisto di azioni Enilive da Eni rappresentative del 5% del capitale sociale, per un corrispettivo di circa €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive, comprendente l'acquisizione finalizzata a marzo 2025 del 25% di Enilive da parte di KKR con un incasso per Eni pari a circa €2,97 miliardi.

LAVORAZIONI E VENDITE

I volumi di lavorazione bio pari a 566 mila tonnellate sono in diminuzione del 16,3% rispetto al semestre 2024. I minori volumi processati hanno risentito delle fermate presso i siti di Gela e Chalmette.

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var. %
Rete		2,65	2,60	0,05	2,0
Extrarete		4,29	5,16	(0,87)	(16,9)
Petrolchimica		0,07	0,18	(0,11)	(61,1)
Altre vendite		1,20	1,17	0,03	2,6
Vendite in Italia		8,21	9,11	(0,90)	(9,9)
Rete		1,10	1,08	0,02	1,9
Extrarete		1,35	1,62	(0,27)	(16,5)
Vendite all'estero		2,45	2,70	(0,25)	(9,1)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		10,66	11,81	(1,15)	(9,7)

Nel primo semestre 2025, le vendite di prodotti petroliferi (10,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,15 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2024 (-9,7%).

Le vendite rete in Italia pari a 2,65 milioni di tonnellate risultano in lieve aumento (2%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di benzine e gasolio.

Al 30 giugno 2025, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.975 stazioni di servizio, con un incremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (3.899 stazioni di servizio) per effetto principalmente del saldo positivo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (+78 unità). L'erogato medio in Italia (693 mila litri) è in flessione (-3%) rispetto al primo semestre 2024 (711 mila litri).

Le vendite extrarete in Italia di 4,29 milioni di tonnellate sono diminuite del 16,9% rispetto al primo semestre 2024, per effetto principalmente delle minori vendite di gasolio e bunker. Le vendite al settore Petrolchimica di 0,07 milioni di tonnellate registrano una riduzione del 61,1%. Le altre vendite in Italia ammontano a 1,20 milioni di tonnellate, registrando un incremento del 2,6% rispetto al primo semestre 2024.

Le vendite rete ed extrarete all'estero pari a 2,45 milioni di tonnellate, diminuiscono di 0,25 milioni di tonnellate (-9,1%) rispetto al primo semestre 2024, per effetto principalmente dei minori volumi extrarete commercializzati nei paesi extraeuropei.

PLENITUDE

SVILUPPI STRATEGICI

A esito della fase negoziale in esclusiva concordata a maggio, Eni e i fondi Alternative Credit di Ares Management ("Ares"), affiliati del principale gestore globale di investimenti Ares Management Corporation (NYSE: ARES), hanno concordato i termini economici e di governance per la cessione di una partecipazione in Plenitude pari al 20% del capitale sociale per un controvalore di circa €2 miliardi sulla base di un equity value della Società di €10 miliardi, corrispondente a un enterprise value di oltre €12 miliardi. Il completamento dell'operazione è subordinato al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Perfezionato l'aumento della partecipazione di EIP nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva pari al 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di circa €209 milioni che, tenuto conto di €588 milioni versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 milioni.

Firmato con Autostrade per l'Italia un Power Purchase Agreement della durata di 10 anni per la vendita dell'intera produzione di un impianto eolico di proprietà di Plenitude situato in Basilicata (Italia). L'impianto ha una capacità pari a 16 MW e una produzione di energia elettrica stimata in circa 390 GWh sull'intero periodo.

Definito un accordo con Marelli, azienda specializzata nella fornitura di prodotti e sistemi per l'industria automobilistica, per la realizzazione di tre impianti fotovoltaici e di una Comunità Energetica. Gli impianti saranno situati negli stabilimenti produttivi Marelli in Italia (Potenza, L'Aquila e Torino) con una capacità installata complessiva di 5,4 MW. Questa iniziativa conferma la strategia di Plenitude nel promuovere le Comunità Energetiche come strumento importante della transizione fondato sulla condivisione dell'energia da fonti rinnovabili in un contesto di prossimità tra chi utilizza e condivide l'energia e gli impianti che la producono.

Siglato un accordo con Modine, azienda specializzata in sistemi e componenti per la gestione termica, finalizzato alla realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico a Pocenia (Udine). L'impianto, con una capacità installata di 1,585 MWp, genererà circa 1,8 GWh di energia elettrica all'anno.

Completata l'installazione dell'impianto di Caparacena a Granada, Spagna da 150 MW. Inoltre, altri 250 MW di capacità fotovoltaica sono entrati in funzione negli impianti di Renopool, in Estremadura, e Guillena, in Andalusia. Grazie a questi progetti, Plenitude ha raggiunto circa 950 MW di capacità rinnovabile installata da fotovoltaico/eolico in Spagna.

Attraverso la controllata Eni New Energy US Inc.: (i) completata la costruzione dell'impianto di Guajillo in Texas, con una capacità totale di 200 MW, equipaggiato con batterie agli ioni di litio LFP (litio ferro fosfato); (ii) acquisito il 49% di due impianti fotovoltaici già operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (245 MW) dalla Società EDP Renewables North America LLC.

Avviata la costruzione di un nuovo impianto solare da 90 MW nella località di Fortuna, nella regione di Murcia, in Spagna. Il nuovo impianto si svilupperà su un'area di circa 120 ettari e con una produzione attesa di oltre 185.000 MWh/anno.

Avviata la produzione del blocco nord dell'impianto fotovoltaico di Renopool nella regione dell'Estremadura in Spagna, per una capacità installata di 130 MW. Una volta operativo entro la fine del 2025, sarà il più grande parco solare realizzato dalla Società a livello globale con una capacità installata di 330 MW. Il blocco nord, attualmente connesso alla rete e costituito da tre impianti fotovoltaici è atteso produrre oltre 265 GWh all'anno.

Avviata la costruzione del nuovo progetto fotovoltaico da 200 MW di Entrenúcleos situato nella provincia di Siviglia, in Andalusia. La produzione di energia rinnovabile stimata del progetto supererà i 435 GWh all'anno.

Avviata la costruzione di una Comunità Energetica in provincia di Cuneo con Nuova Simplast, azienda specializzata nello stampaggio e assemblaggio di componenti in plastica. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 758 KW, con una produzione annua stimata di circa 860 MWh. L'energia generata sarà virtualmente condivisa con cinque punti di fornitura di Nuova Simplast.

VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	var %
Italia		2,10	2,29	(0,19)	(8,3)
Retail		1,57	1,67	(0,10)	(6,0)
Business		0,53	0,62	(0,09)	(14,5)
Vendite internazionali		0,97	1,00	(0,03)	(12,6)
Mercati europei:					
<i>Francia</i>		0,72	0,78	(0,06)	(7,7)
<i>Grecia</i>		0,18	0,15	0,03	20,0
<i>Altro</i>		0,07	0,07	0,00	(0,0)
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS		3,07	3,29	(0,22)	(6,7)

Nel primo semestre 2025, le **vendite retail e business di gas in Italia e nel resto d'Europa** sono state pari a 3,07 miliardi di metri cubi, evidenziando una riduzione di 0,22 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2024, pari al 6,7%, principalmente in Italia, a seguito della ridotta customer base e dei minori consumi medi.

VENDITE RETAIL E BUSINESS DI ENERGIA ELETTRICA

Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** pari a 8,99 TWh effettuate da Plenitude e dalle società controllate all'estero (Francia, Penisola Iberica e Grecia) sono in leggera crescita (+2,4%) rispetto al primo semestre 2024, beneficiando del maggior portafoglio clienti.

RINNOVABILI

	(terawattora)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	var %
Produzione di energia da fonti rinnovabili		2,7	2,3	0,4	17,4
<i>di cui: fotovoltaico</i>		1,5	1,2	0,3	25,0
<i>eolico</i>		1,2	1,1	0,1	9,1
<i>di cui: Italia</i>		0,8	0,8	0,0	0,0
<i>estero</i>		1,9	1,5	0,4	26,7

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 2,7 TWh, riferita per 1,5 TWh al fotovoltaico e per 1,2 TWh all'ambito eolico, con un aumento di 0,4 TWh rispetto al primo semestre 2024, principalmente grazie allo start-up dei progetti organici e al positivo contributo degli asset in operation acquisiti.

Capacità installata

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

	(gigawatt)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	var %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		4,5	3,1	1,4	45,2
<i>di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)</i>		72%	64%		
<i>eolico</i>		28%	36%		

Breakdown per Paese:

	(gigawatt)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	var %
ITALIA		1,1	1,0	0,1	10,0
ESTERO		3,4	2,1	1,3	61,9
Stati Uniti		1,7	1,3	0,4	30,8
Spagna		1,2	0,4	0,8	..
Altri (Australia, Francia, Germania, Kazakistan, Regno Unito)		0,5	0,4	0,1	25,0
Totale capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo (inclusa potenza installata di storage) (*)		4,5	3,1	1,4	45,2

* La potenza installata di storage è pari a 221 MW e 21 MW nel primo semestre 2025 e primo semestre 2024, rispettivamente.

Al 30 giugno 2025, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 4,5 GW, in aumento di circa 1,4 GW rispetto al 30 giugno 2024, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Stati Uniti, Regno Unito e Italia, e alle acquisizioni negli Stati Uniti, Spagna e Germania.

MOBILITA' ELETTRICA

Al 30 giugno 2025, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 21,8 mila unità (di cui 94% in Italia), +7% rispetto al 30 giugno 2024 (20,4 mila unità) e in aumento del 2% rispetto a fine 2024 (21,3 mila unità al 31 dicembre 2024).

REFINING E CHIMICA

		Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	var %
Refining					
Standard Eni Refining Margin (SERM)	(\$/barile)	4,3	7,6	(3,3)	(43,6)
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	7,07	7,17	(0,10)	(1,4)
Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		5,17	5,03	0,14	2,8
Totale lavorazioni in conto proprio		12,24	12,20	0,04	0,3
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione	(%)	79	78		
Chimica					
Vendite di prodotti chimici	(milioni di tonnellate)	1,52	1,62	(0,10)	(6,1)
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	51	52		

REFINING

Nel primo semestre 2025 il **marginale di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si è attestato in media a 4,3 \$/barile, registrando una riduzione (-43,6%) rispetto ai valori riportati nello stesso periodo del 2024, a seguito dei ridotti crack spreads dei prodotti, influenzati negativamente dalla debole domanda in particolare nei settori industriali e delle costruzioni, dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva delle altre aree geografiche.

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 12,24 milioni di tonnellate, stabili rispetto al primo semestre 2024. In Italia, le lavorazioni (7,07 milioni di tonnellate) hanno risentito dei minori volumi lavorati presso le raffinerie di Sannazzaro e Livorno in relazione allo scenario. Positiva la performance presso Milazzo e Taranto, nonostante quest'ultima abbia risentito dell'upset occorso a maggio, il cui ripristino è atteso entro fine 2025. Le lavorazioni nel resto del mondo sono in leggera crescita rispetto al primo semestre 2024 (+2,8%). Il tasso di utilizzo delle raffinerie (79%) aumenta di 1 punto percentuale rispetto al primo semestre 2024.

CHIMICA

SVILUPPI STRATEGICI

Versalis ha sottoscritto una partnership strategica con Lummus Technology, azienda specializzata nell'ambito di processi tecnologici e soluzioni innovative per l'energia, per il licensing di tecnologie nella catena del fenolo.

Avviato il nuovo impianto di produzione di Porto Marghera dedicato alla produzione di plastiche, in tutto o in parte, da materie prime riciclate meccanicamente. Le produzioni ottenute dal nuovo impianto si inseriscono nella gamma Versalis Revive® dedicata ai prodotti da riciclo meccanico, e contengono dal 35% fino al 100% di plastiche riciclate post consumo.

Versalis, nel mese di marzo ha chiuso definitivamente lo steam cracker presso lo stabilimento di Brindisi in linea con il piano di trasformazione dell'attività produttiva.

Avviato presso lo stabilimento di Mantova, l'impianto dimostrativo della tecnologia Hoop®, per il riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista. Grazie a questa tecnologia, complementare al riciclo meccanico, si possono trasformare i rifiuti in plastica mista in materia prima per la realizzazione di nuovi prodotti plastici.

Dal 1° luglio 2025, Versalis ha trasferito il ramo d'azienda relativo all'unità di business Oilfield Chemicals nella nuova società Versalis Oilfield Solutions S.r.l. L'operazione ha l'obiettivo di consolidare la posizione di Versalis nel settore degli Oilfield Services, integrando le competenze e le attività strategiche in un'unica realtà focalizzata e operativamente efficiente al fine di rispondere alle sfide della transizione energetica e soddisfare le crescenti esigenze del settore petrolifero.

VENDITE

	(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
		2025	2024		
Intermedi		1.701	1.894	(194)	(10,2)
Polimeri		701	806	(104)	(13,0)
Biochem		118	111	7	6,2
Moulding & Compounding		40	38	2	5,1
Totale produzioni		2.559	2.849	(289)	(10,2)
Consumi e perdite		(1.467)	(1.499)	32	2,1
Acquisti e variazioni rimanenze		426	267	158	59,3
Totale disponibilità		1.518	1.617	(99)	(6,1)
Intermedi		799	863	(64)	(7,4)
Polimeri		609	650	(41)	(6,4)
Oilfield chemicals		13	7	6	75,6
Biochem		59	61	(2)	(3,6)
Moulding & Compounding		39	36	3	9,4
Totale vendite		1.518	1.617	(99)	(6,1)

Le **produzioni di prodotti chimici** di 2.559 mila tonnellate sono diminuite di 289 mila tonnellate (-10,2%) principalmente a causa della fermata definitiva del sito di Brindisi, Grangemouth e Ragusa e alla fermata accidentale del sito di Dunkerque.

Le **vendite di prodotti chimici** di 1.518 mila tonnellate hanno registrato una flessione di 99 mila tonnellate (-6,1%) nei segmenti Intermedi (-64 mila tonnellate) e Polimeri (-41 mila tonnellate) a causa della debolezza della domanda e delle minori disponibilità di prodotto a seguito delle fermate.

Le **vendite di Moulding & Compounding** sono state pari a 39 mila tonnellate e si riferiscono ai semilavorati e ai prodotti del gruppo Finproject, tra i quali il compound di ultima generazione a base di Poliiolefine espandibili a marchio Levirex® e il materiale plastico ultraleggero a marchio XL Extralight®.

I **margini** degli elastomeri hanno registrato una contrazione dovuta alla riduzione dei prezzi per effetto della debolezza della domanda in Europa e la scarsa competitività nei mercati asiatici. I margini del polietilene e degli stirenici hanno registrato un marginale miglioramento per effetto dei minori costi del feedstock.

PERFORMANCE E INIZIATIVE ESG

		Primo Semestre 2025	Anno 2024
SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)			
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,48	0,67
<i>dipendenti</i>		0,60	0,69
<i>contrattisti</i>		0,40	0,66
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	9,5	21,2
di cui: <i>E&P</i>		2,5	6,7
<i>GGP e Power</i>		4,6	9,3
<i>Enilive e Plenitude</i>		0,3	0,5
<i>Refining e Chimica</i>		2,1	4,7
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	8,3	16,0
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,0	0,1
Acqua di formazione reiniettata	(%)	55	51
Volumi di oil spill da sabotaggio (compresi furti) (>1 barile)	(barili)	0	2.140
Volumi di oil spill operativi (>1 barile)		11	675

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

- TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) della forza lavoro: risulta in miglioramento con una significativa riduzione del numero degli eventi (34 vs 48 nel I semestre 2024). Nel periodo non sono occorsi eventi mortali o con conseguenza l'inabilità.
- Emissioni dirette di GHG: nel primo semestre 2025 le emissioni GHG hanno mostrato un trend in linea con gli impegni di Eni nel percorso di decarbonizzazione, beneficiando anche degli effetti delle azioni di portafoglio nell'upstream.
- Volumi di oil spill operativi: risultano in calo e sono riconducibili a 3 eventi. Nel periodo non si sono verificati eventi di oil spill legati ad atti di sabotaggio.
- Percentuale di acqua di formazione reiniettata upstream: in aumento rispetto al 2024 sia per l'aumento dei volumi di acqua reiniettati, principalmente in Turkmenistan e Messico, sia per i minori volumi complessivi di acqua di produzione generati nel periodo.
- Nel primo semestre Eni ha sostenuto costi di ricerca e sviluppo pari a €94 milioni in aumento del 19% rispetto al periodo di confronto (€79 milioni).
- Eni ha firmato accordi di collaborazione con aziende con sede negli Emirati Arabi Uniti per lo sviluppo di data center in Italia, alimentati da Eni con elettricità a gas con relativa cattura e stoccaggio delle emissioni di CO₂. Gli accordi riguardano anche la trasmissione di energia rinnovabile attraverso l'interconnessione transfrontaliera tra Albania e Italia e di minerali critici, consentendo a Eni di espandere la collaborazione con gli Emirati Arabi Uniti.
- Eni ha firmato un accordo di collaborazione con l'Autorità per l'Energia Atomica del Regno Unito (UKAEA) per condurre congiuntamente attività di ricerca e sviluppo nel campo dell'energia da fusione. La collaborazione inizierà con la costruzione dell'UKAEA-Eni H3AT, il più grande e avanzato impianto al mondo per il ciclo del combustibile al trizio, vitale per le future centrali elettriche a fusione.
- Eni ha perfezionato la chiusura finanziaria degli accordi con il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito relativi al progetto Liverpool Bay CCS, tramite il quale la Società opera le attività di trasporto e stoccaggio (T&S) di CO₂ all'interno del Consorzio industriale Hine. Con questo accordo il progetto Liverpool Bay CCS entra nella fase esecutiva di realizzazione, sbloccando investimenti chiave nella catena di approvvigionamento, la maggior parte dei quali a livello locale.
- Eni Foundation ed Eni Natural Energies (ENE) Angola hanno firmato due Memorandum of Understanding (MoU) con il Ministero della Salute angolano. Il primo MoU riguarda una nuova iniziativa di assistenza sanitaria pediatrica incentrata sul rafforzamento dei servizi di terapia intensiva neonatale e pediatrica. Il secondo MoU riguarda lo sviluppo di un'interfaccia digitale per migliorare il coordinamento tra gli ospedali di Luanda. Entrambi i progetti mirano a migliorare la qualità dell'assistenza sanitaria e l'accessibilità per i pazienti in tutto il Paese.

- Eni ha firmato un accordo per entrare in un periodo di trattativa esclusiva con Global Infrastructure Partners (“GIP”), investitore globale leader nel settore delle infrastrutture che fa parte di BlackRock, con l’obiettivo di finalizzare il processo di due diligence e la redazione della documentazione relativa alla cessione di una partecipazione di controllo congiunto pari al 49,99% in Eni CCUS Holding, società che include e opera i progetti di Hynet e Bacton nel Regno Unito, L10 in Olanda e che ha anche il diritto di acquisire, nel prossimo futuro, il progetto di Ravenna. In base all’ accordo definitivo in corso di negoziazione, oltre all’acquisizione iniziale del 49,99% di partecipazione GIP prevede di contribuire al sostegno degli investimenti nei progetti legati alla CCUS.
- Eni è stata confermata, per il diciannovesimo anno consecutivo, nell’indice di borsa FTSE4Good Developed con un punteggio tra le top 5 del settore.
- Eni ha lanciato l’iniziativa “HPC Call4Innovators”, in collaborazione con Advanced Micro Devices (AMD), Hewlett Packard Enterprise (HPE) e Consorzio CINECA, con il supporto di Plug and Play, in cui startup, PMI, istituzioni accademiche e centri di ricerca avranno accesso diretto alle risorse di supercalcolo di HPC6 per testare i propri modelli di calcolo e collaborare con gli esperti della Società, con l’obiettivo di accelerare in modo significativo lo sviluppo di tecnologie per la decarbonizzazione e promuovere metodologie computazionali innovative applicate alla transizione energetica.
- Eni ha avviato il primo export di olio vegetale dalla Costa d’Avorio, prodotto a partire dai residui dell’albero della gomma, in coerenza con la strategia di decarbonizzazione dell’azienda e lo sviluppo sostenibile delle filiere agricole locali.
- Eni ha inaugurato il primo impianto di estrazione di olio vegetale nella Repubblica del Congo presso la città di Loudima. L’impianto ha una capacità di 30 mila tonnellate/anno di olio vegetale e la produzione verrà destinata alle bioraffinerie Enilive, dove verrà trasformata in biocarburante utile per la decarbonizzazione dei trasporti nell’ottica della mobilità sostenibile.
- Eni Next ha siglato con il Gruppo Azimut un accordo di collaborazione nell’ambito del quale Azimut lancerà un nuovo fondo di investimento a lungo termine europeo (ELTIF) di venture capital per cui si avvarrà anche della consulenza e delle competenze di Eni Next sugli sviluppi tecnologici nel settore energetico. Il fondo ELTIF, il cui avvio è previsto per settembre 2025, sosterrà gli investimenti nel settore energy tech.
- Eni ha sottoscritto con Khazna Data Centers, leader globale nelle infrastrutture digitali hyperscale, un Head of Terms (HoT) per la costituzione di una Joint Venture finalizzata allo sviluppo di un “AI Data Center Campus” con capacità IT complessiva di 500 MW, nel sito di Ferrera Erbognone, in Lombardia. Il progetto si inquadra nella partnership strategica tra Italia ed Emirati Arabi Uniti avviata a febbraio 2025 e punta a raggiungere una capacità IT complessiva fino a 1 GW in Italia.
- Eni ha avviato un nuovo progetto per la realizzazione di una serra aeroponica dedicata alla coltivazione di insalate e micro-ortaggi presso il Centro Ricerche Eni di Bolgiano. Realizzato nella primavera del 2025, l’impianto è frutto della collaborazione con Dussmann e Agricooltur®, startup titolare dei brevetti tecnologici adottati, impegnata nello sviluppo di soluzioni a basso impatto ambientale e ad alto valore sociale.

Commento ai risultati economico-finanziari

SEGMENT REPORTING GESTIONALE

Dal 1° ottobre 2024, il management ha definito una nuova organizzazione del Gruppo costituita da tre raggruppamenti di business:

- Chief Transition & Financial Officer con la responsabilità di valorizzare i business legati alla transizione;
- Global Natural Resources con la responsabilità di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore oil & gas facendo leva sul portafoglio di asset e l'eccellenza operativa;
- Industrial Transformation con la responsabilità di completare la ristrutturazione e la trasformazione della chimica e dei business downstream.

Sulla base delle attribuzioni delle responsabilità di profitto, la segment information gestionale di Gruppo è stata così ridefinita:

- Exploration & Production, che integra i risultati delle attività di commercializzazione di petrolio e prodotti petroliferi, al fine di sviluppare sinergie e catturare i margini lungo tutta la catena del valore;
- Global Gas & LNG Portfolio aggregato con il Power, in considerazione del fatto che le attività di generazione di energia elettrica sono accessorie alle attività di fornitura e trading di gas;
- Enilive e Plenitude, entrambe impegnate nella transizione energetica, condividendo una strategia comune di crescita e creazione di valore, che fa leva sulle opportunità di cross-selling nel settore retail;
- Refining e Chimica, focalizzato sulla ristrutturazione e la trasformazione industriale del settore della chimica e del downstream oil;
- Corporate e altre attività, impegnate nelle attività di supporto alle imprese, servizi ambientali e nelle attività in fase di sviluppo della CCS e dell'agribusiness.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted per il periodo comparativo del primo semestre 2024:

	(€ milioni)	Primo semestre 2024	
		Publicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted		6.212	6.212
<i>di cui:</i>			
E&P		4.967	5.098
GGP		636	
Enilive e Plenitude		711	
- Enilive		312	
- Plenitude		399	
Refining, Chimica e Power		(183)	
- Refining		157	
- Chimica		(390)	
- Power		50	
GGP & Power			686
- GGP			636
- Power			50
Enilive e Plenitude			726
- Enilive			327
- Plenitude			399
Refining e Chimica			(371)
- Refining			19
- Chimica			(390)
Corporate ed altre attività		(111)	(119)
Effetto eliminazione utili interni		192	192

Ai fini del reporting statutory IFRS, Enilive e Plenitude sono presentati come due distinti reportable segment.

CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		41.332	44.651	(3.319)	(7,4)
Altri ricavi e proventi		754	1.575	(821)	..
Costi operativi		(34.708)	(36.185)	1.477	4,1
Altri proventi e oneri operativi		436	(298)	734	..
Ammortamenti		(3.696)	(3.886)	190	4,9
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(641)	(1.503)	862	57,4
Radiazioni		13	(103)	116	..
Utile (perdita) operativo		3.490	4.251	(761)	(17,9)
Proventi (oneri) finanziari		(410)	(318)	(92)	(28,9)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		755	864	(109)	(12,6)
Utile (perdita) prima delle imposte		3.835	4.797	(962)	(20,1)
Imposte sul reddito		(2.079)	(2.865)	786	27,4
Tax rate (%)		54,2	59,7	(5,5)	
Utile (perdita) netto		1.756	1.932	(176)	(9,1)
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni		1.715	1.872	(157)	(8,4)
- interessenze di terzi		41	60	(19)	(31,7)

RISULTATI REPORTED

I risultati del primo semestre 2025 sono stati conseguiti in un contesto caratterizzato dalla debolezza delle principali commodities: il Brent si è attestato in media a 71,74 \$/barile nel primo semestre 2025 rispetto al valore di 84,09 \$/barile del semestre 2024 (-15%); i margini di raffinazione oil hanno registrato una riduzione rispetto al semestre 2024 (-44%) a causa del negativo andamento della domanda di carburanti e dell'eccesso di capacità. Il downturn del settore chimico europeo che ha caratterizzato l'intero 2024 è proseguito nel primo semestre 2025 aggravato dalla stagnazione economica dell'Eurozona e dalla caduta della produzione industriale. Inoltre, nel primo semestre si registra l'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD, +1,1% rispetto al semestre 2024. Positivo l'andamento dei prezzi del gas che hanno registrato un trend ascendente con le quotazioni ai principali hub europei (TTF e PSV) in aumento di circa il 40% rispetto ai valori registrati nel semestre 2024.

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni nel primo semestre 2025 è stato di €1.715 milioni rispetto a €1.872 milioni del primo semestre 2024, con una riduzione dell'8,4% a seguito essenzialmente della riduzione dell'utile operativo (-€761 milioni rispetto al primo semestre 2024) in parte compensata dal miglioramento del tax rate (circa 6 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2024) per effetto principalmente di un più favorevole mix geografico nel business upstream che riflette il maggiore contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio. Il risultato del periodo comparativo include un provento derivante da un accordo sulla ripartizione dei costi ambientali con un'altra società italiana relativi ad attività di bonifica in siti industriali nei quali Eni era subentrato alla prima.

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato una riduzione del 9% a €5.902 milioni. L'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 si attesta a €10.198 milioni, in riduzione di €1.977 milioni rispetto al 31 dicembre 2024.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2025	2024	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	71,74	84,09	(14,7)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,093	1,081	1,1
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	65,64	77,77	(15,6)
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	4,3	7,6	(43,6)
PSV ^(d)	43	31	38,2
TTF ^(d)	41	30	39,2
Spread EU HVO UCO-based vs UCO	777	700	11,0
Spread US RD ^(e) UCO-based vs UCO	463	959	(51,7)
PUN Index GME	120	93	27,9

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni.

(d) In Euro/MWh.

(e) Renewable Diesel.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		3.490	4.251	(761)	(17,9)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		358	(6)		
Esclusione special item		641	1.967		
Utile (perdita) operativo adjusted		4.489	6.212	(1.723)	(27,7)
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti		1.873	2.011	(138)	(6,9)
Utile operativo proforma adjusted		6.362	8.223	(1.861)	(22,6)
<i>Dettaglio per settore di attività:</i>					
Exploration & Production		5.730	6.983	(1.253)	(17,9)
Global Gas & LNG Portfolio e Power		860	709	151	21,3
Enilive e Plenitude		598	704	(106)	(15,1)
Refining e Chimica		(527)	(246)	(281)	..
Corporate e altre attività		(477)	(119)	(358)	..
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		178	192	(14)	
Utile (perdita) ante imposte adjusted		4.949	6.544	(1.595)	(24,4)
Utile (perdita) netto adjusted		2.628	3.137	(509)	(16,2)
Utile (perdita) netto		1.756	1.932	(176)	(9,1)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		1.715	1.872	(157)	(8,4)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		246	(4)		
Esclusione special item		585	1.233		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		2.546	3.101	(555)	(17,9)

Nel primo semestre 2025 Il Gruppo ha conseguito un **utile operativo proforma adjusted** di €6.362 milioni con una riduzione del 22,6% rispetto al semestre di confronto, per effetto principalmente della flessione del 15% del prezzo del Brent e dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+1% rispetto al semestre 2024) che hanno influenzato il settore E&P, attenuati dal più favorevole mix produttivo dovuto al crescente contributo di barili a maggiore redditività e dall'efficienza nei costi. La performance è stata sostenuta del settore GGP e Power, in crescita del 21% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, trainata dalla valorizzazione del portafoglio gas e dai benefici relativi a rinegoziazioni/accordi. La performance dei satelliti legati alla transizione Enilive/Plenitude è stata in linea con le aspettative del management. Continua la flessione del contributo dei business downstream (-€281 milioni rispetto alla perdita registrata nel semestre 2024).

Il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €2.546 milioni (-18% rispetto al primo semestre 2024), che riflette il trend dell'utile operativo adjusted e il minor contributo delle JV e associate valutate all'equity in parte compensati dalla riduzione del tax rate.

Nel primo semestre 2025, il tax rate adjusted si attesta al 46,9%, in riduzione di circa 5 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2024, trainato da un migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio.

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €641 milioni, relativi principalmente ai settori:

- **E&P:** oneri netti di €443 milioni relativi principalmente a write-down di proprietà in fase di dismissione il cui valore è stato allineato al fair value (circa €350 milioni) nonché alla revisione delle riserve di un altro asset;
- **GGP e Power:** proventi netti di €517 milioni rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (€342 milioni). Le rettifiche comprendono la riclassifica del saldo negativo di €297 milioni relativo 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;
- **Enilive e Plenitude:** oneri netti per €334 milioni relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€293 milioni);
- **Refining e Chimica:** oneri netti di €319 milioni relativi principalmente al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€159 milioni) e ad oneri ambientali di €117 milioni.

	Primo Semestre	
	2025	2024
	(€ milioni)	
Special item dell'utile (perdita) operativo	641	1.967
- oneri ambientali (recupero costi da terzi)	192	(490)
- svalutazioni (riprese di valore) nette	641	1.503
- plusvalenze nette su cessione di asset	(6)	1
- accantonamenti a fondo rischi	17	13
- oneri per incentivazione all'esodo	34	35
- derivati su commodity	(53)	587
- differenze e derivati su cambi	(279)	104
- altro	95	214
Oneri (proventi) finanziari	269	(117)
di cui:		
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	279	(104)
Oneri (proventi) su partecipazioni	(154)	(97)
Imposte sul reddito	(140)	(544)
Totale special item dell'utile (perdita) netto	616	1.209
di competenza:		
- azionisti Eni	585	1.233
- interessenze di terzi	31	(24)

RICAVI

	Primo Semestre			
	2025	2024	Var. ass.	Var %
	(€ milioni)			
Exploration & Production	24.942	28.159	(3.217)	(11,4)
- di cui upstream	10.107	11.934	(1.827)	(15,3)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	9.034	8.464	570	6,7
- Global Gas & LNG Portfolio	6.961	7.003	(42)	(0,6)
- Power	2.073	1.461	612	41,9
Enilive e Plenitude	15.135	15.936	(801)	(5,0)
- Enilive	9.536	10.739	(1.203)	(11,2)
- Plenitude	5.603	5.207	396	7,6
- Elisioni	(4)	(10)	6	
Refining e Chimica	9.465	11.191	(1.726)	(15,4)
- Refining	7.545	9.043	(1.498)	(16,6)
- Chimica	2.017	2.243	(226)	(10,1)
- Elisioni	(97)	(95)	(2)	
Corporate e altre attività	979	916	63	6,9
Elisioni di consolidamento	(18.223)	(20.015)	1.792	
Ricavi della gestione caratteristica	41.332	44.651	(3.319)	(7,4)
Altri ricavi e proventi	754	1.575	(821)	(52,1)
Totale ricavi	42.086	46.226	(4.140)	(9,0)

I ricavi complessivi ammontano a €42.086 milioni, in riduzione del 9% rispetto al primo semestre 2024.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2025 (€41.332 milioni) riflettono gli effetti indotti dal trend delle principali commodities: Brent in diminuzione del 15% nel semestre 2025 rispetto al semestre 2024, prezzo dei prodotti petroliferi impattati negativamente dalla debole domanda, dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva esercitata da produzioni estere e dall'effetto delle minori quantità lavorate/disponibilità di prodotto. Il business Plenitude ha beneficiato delle maggiori vendite al segmento power per maggior portafoglio power in Italia e all'estero.

Gli **altri ricavi e proventi** di €754 milioni sono diminuiti di €821 milioni rispetto al primo semestre 2024 che aveva beneficiato dell'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani. Inoltre, 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

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.	Var %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		32.864	34.448	(1.584)	(4,6)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		150	76	74	97,4
Costo lavoro		1.694	1.661	33	2,0
<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>		34	35	(1)	
		34.708	36.185	(1.477)	(4,1)

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2025 (€34.708 milioni) sono diminuiti di €1.477 milioni rispetto al primo semestre 2024 (-4,1%).

La riduzione di €1.584 rispetto al primo semestre 2024 registrata negli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€32.864 milioni) è essenzialmente dovuta al minor costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il **costo lavoro** (€1.694 milioni) è aumentato del 2% rispetto al periodo di confronto principalmente per gli incrementi retributivi legati ai contratti collettivi in Italia, parzialmente compensati da decremento dell'occupazione media all'estero per operazioni straordinarie.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		3.065	3.257	(192)	(5,9)
Global Gas & LNG Portfolio e Power		132	152	(20)	(13,2)
- <i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		87	118	(31)	(26,3)
- <i>Power</i>		45	34	11	32,4
Enilive e Plenitude		363	339	24	7,1
- <i>Enilive</i>		145	137	8	5,8
- <i>Plenitude</i>		218	202	16	7,9
Refining e Chimica		75	82	(7)	(8,5)
- <i>Refining</i>		14	17	(3)	(17,6)
- <i>Chimica</i>		61	65	(4)	(6,2)
Corporate e altre attività		77	72	5	6,9
Effetto eliminazione utili interni		(16)	(16)	0	
Ammortamenti		3.696	3.886	(190)	(4,9)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		641	1.503	(862)	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		4.337	5.389	(1.052)	(19,5)
Radiazioni		(13)	103	(116)	..
		4.324	5.492	(1.168)	(21,3)

Gli **ammortamenti** (€3.696 milioni) sono diminuiti di €190 milioni rispetto al primo semestre 2024 (-4,9%) principalmente 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 €641 milioni sono commentate nel paragrafo "Risultati adjusted e composizione degli special item".

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(372)	(300)	(72)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(367)	(377)	10
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		120	188	(68)
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(9)	14	(23)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(131)	(197)	66
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(183)	(155)	(28)
- Interessi attivi verso banche		103	154	(51)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		95	73	22
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(70)	85	(155)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(52)	102	(154)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(18)	(17)	(1)
Differenze di cambio		103	(43)	146
Altri proventi (oneri) finanziari		(144)	(117)	(27)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		18	3	15
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(163)	(96)	(67)
- Altri proventi (oneri) finanziari		1	(24)	25
		(483)	(375)	(108)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		73	57	16
		(410)	(318)	(92)

Gli **oneri finanziari netti** di €410 milioni registrano un incremento di €92 milioni rispetto al primo semestre 2024 per effetto principalmente dell'incremento di €72 milioni degli oneri finanziari correlati all'indebitamento e di €155 milioni degli oneri su strumenti finanziari derivati, compensato dalla variazione positiva delle differenze cambio per €146 milioni.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		649	611	38
Dividendi		100	85	15
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni			185	(185)
Altri proventi (oneri) netti		6	(17)	23
Proventi (oneri) su partecipazioni		755	864	(109)

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €755 milioni, in riduzione di €109 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 €649 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza di Vår Energi, Azule Energy, Ithaca Energy e ADNOC R> nonché la quota Eni del risultato della joint venture Saipem. Nel semestre le partecipate hanno generato €879 milioni di dividendi distribuiti e incassati da Eni.
- i dividendi di €100 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie valutate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€52 milioni) e alla Everen Ltd (€30 milioni).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

	(€ milioni)	31 Dic. 2024	30 Giu. 2025	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		59.864	52.910	(6.954)
Diritto di utilizzo beni in leasing		5.822	5.275	(547)
Attività immateriali		6.434	6.421	(13)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.595	1.379	(216)
Partecipazioni		15.545	14.224	(1.321)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.107	1.026	(81)
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.364)	(1.209)	155
		89.003	80.026	(8.977)
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		6.259	5.798	(461)
Crediti commerciali		12.562	9.562	(3.000)
Debiti commerciali		(15.170)	(12.378)	2.792
Attività (passività) tributarie nette		144	(313)	(457)
Fondi per rischi e oneri		(15.774)	(14.433)	1.341
Altre attività (passività) d'esercizio		(2.292)	(803)	1.489
		(14.271)	(12.567)	1.704
Fondi per benefici ai dipendenti		(681)	(687)	(6)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		225	2.539	2.314
CAPITALE INVESTITO NETTO		74.276	69.311	(4.965)
Patrimonio netto degli azionisti Eni		52.785	49.738	(3.047)
Interessenze di terzi		2.863	3.667	804
Patrimonio netto		55.648	53.405	(2.243)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.175	10.198	(1.977)
Passività per beni in leasing		6.453	5.708	(745)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		18.628	15.906	(2.722)
COPERTURE		74.276	69.311	(4.965)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	0,19	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,33	0,30	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16		0,18	0,16	
Gearing post lease liability ex IFRS 16		0,25	0,23	

Al 30 giugno 2025 il **capitale immobilizzato** (€80.026 milioni) è diminuito di €8.977 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto principalmente dell'effetto negativo delle differenze cambio (al 30 giugno 2025, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,172 rispetto al cambio di 1,039 al 31 dicembre 2024, +13%) che hanno ridotto il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari nonché della classificazione "Attività destinate alla vendita" di partecipazioni in asset operati del settore upstream in Costa d'Avorio e Congo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€12.567 milioni) è in miglioramento di €1.704 milioni rispetto al 31 dicembre 2024. L'incremento della variazione del fair value degli strumenti derivati e del saldo tra crediti e debiti commerciali (€1.281 milioni) e la riduzione del fondo per rischi ed oneri (€1.341 milioni) sono stati compensati dalle maggiori passività tributarie (+€457 milioni).

Il **patrimonio netto** (€53.405 milioni) è diminuito di €2.243 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 principalmente per effetto delle differenze cambio negative (€6.063 milioni) a causa del deprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro e della remunerazione degli azionisti per €2.188 milioni (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie). Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dall'utile netto del periodo (€1.756 milioni) e dalla rilevazione, tramite utili portati a nuovo, della differenza positiva tra il valore contabile della partecipazione di minoranza nella controllata Enilive ceduta a terzi e il corrispettivo ricevuto (€2.664 milioni).

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

Le **interessenze di terzi** di €3.667 milioni al 30 giugno 2025 includono: i) la partecipazione di minoranza acquisita dal fondo di private equity KKR nel capitale sociale di Enilive nel semestre (circa €900 milioni) e l'incremento della partecipazione di minoranza del fondo EIP in Plenitude a circa €650 milioni; ii) un bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una società del Gruppo nel 2024 (circa €1.700 milioni) classificato nel patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti.

L'**indebitamento finanziario netto**² ante lease liability al 30 giugno 2025 è pari a €10.198 milioni, in riduzione di €1.977 milioni rispetto al 31 dicembre 2024.

Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 19% al 30 giugno 2025. Su base proforma, il leverage si attesta al 10%, considerando le operazioni di cessione in corso, in particolare l'investimento del 20% proposto dal fondo di private equity Ares in Plenitude.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 41.

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.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁴

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Utile (perdita) netto		1.756	1.932	(176)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		3.558	4.899	(1.341)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(6)	(184)	178
- dividendi, interessi e imposte		2.384	3.165	(781)
Variazione del capitale di esercizio		192	(1.038)	1.230
Dividendi incassati da partecipate		879	1.104	(225)
Imposte pagate		(2.230)	(2.819)	589
Interessi (pagati) incassati		(631)	(584)	(47)
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.902	6.475	(573)
Investimenti tecnici		(3.773)	(3.952)	179
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(351)	(2.308)	1.957
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		84	627	(543)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		(175)	48	(223)
Free cash flow		1.687	890	797
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(190)	(120)	(70)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.324)	1.444	(2.768)
Rimborso di passività per beni in leasing		(675)	(671)	(4)
Flusso di cassa del capitale proprio		1.564	(1.486)	3.050
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		126	(87)	213
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		(204)	45	(249)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		984	15	969
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		6.189	7.803	(1.614)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Free cash flow		1.687	890	797
Rimborso di passività per beni in leasing		(675)	(671)	(4)
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(478)	478
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(725)	(721)	(4)
Flusso di cassa del capitale proprio		1.564	(1.486)	3.050
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		126	(87)	213
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		1.977	(2.553)	4.530
Rimborsi lease liability		675	671	4
Accensioni del periodo e altre variazioni		70	(676)	746
Variazione passività per beni in leasing		745	(5)	750
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING		2.722	(2.558)	5.280

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2025 pari a €5.902 milioni, include €879 milioni di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azure Energy e Vår Energi. L'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €0,4 miliardi rispetto alla manovra del quarto trimestre 2024, nell'ambito delle continue iniziative del Gruppo per l'ottimizzazione del fabbisogno di capitale circolante.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €6.189 milioni nel primo semestre 2025, 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, gli oneri di decommissioning stanziati in relazione a piani industriali di riconversione di impianti non competitivi nello scenario di transizione o di smantellamento di attività in perdita.

⁴ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

La riconduzione del **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito:

	Primo Semestre		
	(€ milioni)	2025	2024
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.902	6.475
Variazione del capitale di esercizio		(192)	1.038
Esclusione derivati su commodity		(53)	587
Esclusione (utile) perdita di magazzino		358	(6)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		6.015	8.094
Oneri (proventi) straordinari		174	(291)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		6.189	7.803

I **capex organici** di €3,9 miliardi nel primo semestre 2025 registrano una riduzione del 5% rispetto al semestre 2024 ed escludono la quota di capex che sarà rimborsata al closing delle dismissioni di attività in corso. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante ammonta in circa €2,3 miliardi.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €267 milioni, riferite principalmente all'espansione della capacità di generazione rinnovabile di Plenitude e lo sviluppo dell'attività di agri-business. Altri flussi di cassa relativi alle attività di investimento includono gli adjustment post-chiusura della business combination con Ithaca Energy Plc (€120 milioni). I flussi di cassa da attività di finanziamento includono i proventi derivanti dalle cessioni di non-controlling interest in società controllate, relative all'investimento del 30% del fondo di private equity KKR in Enilive per €3.569 milioni e a una seconda tranche di investimento (2,4%) del fondo EIP in Plenitude (€209 milioni).

La riduzione dell'**indebitamento ante IFRS 16** pari a circa €2 miliardi è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €6,2 miliardi, e al flusso di cassa del capitale proprio (€3,8 miliardi) relativo all'investimento del 30% da parte del fondo KKR in Enilive e alla seconda transazione del fondo EIP nel capitale sociale di Plenitude, ai capex organici di €3,9 miliardi, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €2,2 miliardi (€1,5 miliardi di pagamento dividendi e €0,7 miliardi relativi al riacquisto di azioni), al ripagamento dei debiti verso fornitori per l'acquisto di beni capitali rilevati come finanziari in relazione alle dilazioni di pagamento concordate (€0,8 miliardi), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,8 miliardi) e altre variazioni (€0,2 miliardi).

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		2.775	2.885	(110)	(3,8)
<i>di cui: - ricerca esplorativa</i>		166	280	(114)	(40,7)
- sviluppo di idrocarburi		2.586	2.589	(3)	(0,1)
- altro		23	16	7	43,8
Global Gas & LNG Portfolio		37	45	(8)	(17,8)
- Global Gas & LNG Portfolio		9	5	4	80,0
- Power		28	40	(12)	(30,0)
Enilive e Plenitude		441	605	(164)	(27,1)
- Enilive		101	124	(23)	(18,5)
- Plenitude		340	481	(141)	(29,3)
Refining e Chimica		288	289	(1)	(0,3)
- Refining		206	184	22	12,0
- Chimica		82	105	(23)	(21,9)
Corporate e altre attività		253	137	116	84,7
Effetto eliminazione utili interni		(21)	(9)	(12)	
Investimenti tecnici ^(a)		3.773	3.952	(179)	(4,5)
Investimenti in partecipazioni/business combination		351	2.308	(1.957)	(84,8)
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		4.124	6.260	(2.136)	(34,1)

(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 (€753 milioni e €1.056 milioni nel primo semestre 2025 e nel primo semestre 2024, rispettivamente).

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €4.124 milioni (-34,1% rispetto al primo semestre 2024). Gli **investimenti in partecipazioni/business combination** pari a €351 milioni includono principalmente l'espansione della capacità di generazione rinnovabile di Plenitude e lo sviluppo dell'attività di agri-business.

Gli **investimenti tecnici** di €3.773 milioni (€3.952 milioni nel primo semestre 2024; circa -5%) hanno riguardato essenzialmente:

- nel settore Exploration & production gli investimenti (€2.775 milioni) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Emirati Arabi Uniti, Indonesia, Libia, Egitto, Italia e Congo;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€340 milioni) sono relativi allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché all'attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€101 milioni) sono relativi principalmente all'attività di bioraffinazione e di commercializzazione in Italia e all'estero, ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente legati l'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€206 milioni) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€82 milioni) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€182 milioni).

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ⁵

EXPLORATION & PRODUCTION

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var %
Ricavi Upstream		10.107	11.934	(1.827)	(15,3)
Utile operativo proforma adjusted		5.730	6.983	(1.253)	(17,9)
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		<i>1.841</i>	<i>1.885</i>	<i>(44)</i>	<i>(2,3)</i>
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		3.446	3.745	(299)	(8,0)
Esclusione special items		443	1.353		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		3.889	5.098	(1.209)	(23,7)
Utile (perdita) ante imposte adjusted		4.413	5.476	(1.063)	(19,4)
<i>tax rate (%)</i>		<i>46,2</i>	<i>54,3</i>	<i>(8,1)</i>	
Utile (perdita) netto adjusted		2.372	2.505	(133)	(5,3)
I risultati includono:					
Costi di ricerca esplorativa:		86	186	(100)	(53,8)
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		86	81	5	6,2
- radiazione di pozzi di insuccesso			105	(105)	
Investimenti tecnici		2.775	2.885	(110)	(3,8)

Nel primo semestre 2025 il settore Exploration & Production ha conseguito un **utile operativo proforma adjusted** di €5.730 milioni, in riduzione del 18% rispetto al primo semestre 2024, dovuta ai minori prezzi di realizzo in dollari dei liquidi che riflettono la riduzione del prezzo del benchmark Brent (-15%) e dall'apprezzamento del cambio EUR/USD (+1%) che penalizza la conversione in euro delle controllate aventi il dollaro USA come moneta funzionale. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate da positivi effetti mix dovuti al crescente contributo dei progetti a maggiore redditività a seguito della razionalizzazione del portafoglio e alle iniziative di efficienza.

L'**utile netto adjusted** di €2.372 milioni evidenzia una riduzione di €133 milioni rispetto al primo semestre 2024, pari a circa il 5%, ed include il contributo delle JV e collegate, in particolare Vår Energi, Azule Energy ed Ithaca Energy.

Nel primo semestre 2025, il tax rate adjusted si attesta al 46,2%, in riduzione di circa 8 punti percentuali rispetto al periodo di confronto del 2024 per effetto principalmente di un più favorevole mix geografico dei profitti.

Società partecipate rilevanti	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var %
Utile operativo adjusted (quota Eni)		1.841	1.885	(44)	(2,3)
<i>di cui: Vår Energi</i>		<i>1.009</i>	<i>1.192</i>	<i>(183)</i>	<i>(15,4)</i>
<i>Azule</i>		<i>450</i>	<i>571</i>	<i>(121)</i>	<i>(21,2)</i>
Utile netto adjusted		495	554	(59)	(10,6)
Dividendi		596	535	61	11,4

⁵ 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.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var %
Ricavi della gestione caratteristica		9.034	8.464	570	6,7
Utile operativo proforma adjusted		860	709	151	21,3
<i>GGP</i>		631	659	(28)	(4,2)
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		19	23	(4)	(17,4)
<i>Power</i>		229	50	179	..
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.358	(684)	2.042	..
Esclusione special item		(517)	1.370		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		841	686	155	22,6
Utile (perdita) ante imposte adjusted		852	709	143	20,2
<i>tax rate (%)</i>		36,4	40,1	(3,7)	
Utile (perdita) netto adjusted		542	425	117	27,5
Investimenti tecnici		37	45	(8)	(17,8)

Nel primo semestre 2025 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €631 milioni in lieve riduzione rispetto al primo semestre 2024, grazie alla continua valorizzazione dal portafoglio gas, nonché ai benefici connessi alle rinegoziazioni e accordi commerciali.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €229 milioni nel primo semestre 2025 con un aumento di €179 milioni rispetto al periodo di confronto 2024, per effetto di un provento una tantum dovuto a una rinegoziazione contrattuale.

Il settore ha chiuso il primo semestre 2025 con un **utile netto adjusted** di €542 milioni in aumento di €117 milioni rispetto al primo semestre 2024.

ENILIVE E PLENITUDE

ENILIVE

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2025	2024	Var. ass.	Var %
Ricavi della gestione caratteristica		9.536	10.739	(1.203)	(11,2)
EBITDA proforma adjusted		381	464	(83)	(17,9)
Utile operativo proforma adjusted		224	313	(89)	(28,4)
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		(24)	(14)	(10)	(71,4)
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		174	312	(138)	(44,2)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		42	7		
Esclusione special item		32	8		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		248	327	(79)	(24,2)
Utile (perdita) ante imposte adjusted		213	300	(87)	(29,0)
Utile (perdita) netto adjusted		141	201	(60)	(29,9)
Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		325	433	(108)	(24,9)
Indebitamento netto		(1.264)	(482)	(782)	..
Investimenti tecnici		101	124	(23)	(18,5)

Nel primo semestre 2025 **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €224 milioni, in calo del 28% rispetto allo stesso periodo del 2024. La positiva performance del marketing conseguita grazie alla rete Eni di evolute stazioni di servizio è stata compensata dall'impatto dei minori margini dei biocarburanti penalizzati dall'oversupply con impatti negativi sui prezzi spot dell'HVO nell'Unione Europea.

Il business ha conseguito un **EBITDA proforma adjusted** pari a €381 milioni, in calo del 18% rispetto ai €464 milioni del primo semestre 2024.

Tuttavia, dal mese di giugno, gli spread della bioraffinazione in Europa hanno mostrato segni di ripresa, creando condizioni favorevoli per Enilive per capitalizzare il miglioramento dei margini nella seconda metà dell'anno, sostenuto da una domanda stagionale più elevata.

PLENITUDE

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2025	2024		
Ricavi della gestione caratteristica		5.603	5.207	396	7,6
EBITDA proforma adjusted		614	609	5	0,8
Utile operativo proforma adjusted		374	391	(17)	(4,3)
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		64	834	(770)	(92,3)
Esclusione special item		302	(435)		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		366	399	(33)	(8,3)
Utile (perdita) ante imposte adjusted		336	364	(28)	(7,7)
Utile (perdita) netto adjusted		223	242	(19)	(7,9)
Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		580	526	54	10,3
Indebitamento netto		2.061	1.981	80	4,0
Investimenti tecnici		340	481	(141)	(29,3)

Nel primo semestre del 2025 **Plenitude** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €374 milioni, in riduzione del 4% rispetto al primo semestre del 2024, per effetto dei minori risultati del business retail parzialmente compensati dal ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi.

L'**EBITDA proforma adjusted** è stato pari a €614 milioni, in crescita rispetto a €609 milioni del primo semestre 2024.

L'**utile netto adjusted** del settore è pari a €223 milioni, in riduzione dell'8% rispetto al primo semestre 2024.

REFINING E CHIMICA

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.	Var %
		2025	2024		
Ricavi della gestione caratteristica		9.465	11.191	(1.726)	(15,4)
Utile operativo proforma adjusted		(527)	(246)	(281)	..
<i>Refining</i>		(100)	144	(244)	..
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		29	125	(96)	(76,8)
<i>Chimica</i>		(427)	(390)	(37)	(9,5)
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(1.302)	(173)	(1.129)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		427	(225)		
Esclusione special item		319	27		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		(556)	(371)	(185)	(49,9)
Utile (perdita) ante imposte adjusted		(550)	(262)	(288)	..
Utile (perdita) netto adjusted		(507)	(184)	(323)	..
Investimenti tecnici		288	289	(1)	(0,3)

Nel primo semestre 2025 il settore Refining e Chimica ha registrato la **perdita operativa proforma adjusted** di €527 milioni rispetto alla perdita di €246 milioni del primo semestre 2024.

Il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R>, ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €100 milioni rispetto all'utile operativo proforma adjusted di €144 milioni registrato nel primo semestre 2024, per effetto di più deboli margini di raffinazione.

Il risultato del business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €427 milioni, in aumento rispetto la perdita operativa di €390 milioni del primo semestre 2024, riflettendo condizioni di mercato eccezionalmente avverse. Tale risultato rispecchia un contesto di perdurante contrazione del settore chimico europeo, dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici in un contesto di eccesso di offerta.

Il settore Refining e Chimica ha registrato una **perdita netta adjusted** pari a €507 milioni rispetto alla perdita di €184 milioni del primo semestre 2024.

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.

Leverage

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

Gearing

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

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.

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2025	2024	var %
Utile operativo adjusted E&P		3.889	5.098	(23,7)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		1.841	1.885	(2,3)
Utile operativo proforma adjusted E&P		5.730	6.983	(17,9)
Utile operativo adjusted GGP e Power		841	686	22,6
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		19	23	(17,4)
Utile operativo proforma adjusted GGP e Power		860	709	21,3
Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude		614	726	(15,4)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		(16)	(22)	27,3
Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude		598	704	(15,1)
Utile operativo adjusted Refining e Chimica		(556)	(371)	(49,9)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		29	125	(76,8)
Utile operativo proforma adjusted Refining e Chimica		(527)	(246)	..
Utile operativo adjusted altri settori		(477)	(119)	..
Effetto eliminazione utili interni		178	192	
Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)		6.362	8.223	(22,6)

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

	(€ milioni)	31 dicembre 2024	30 giugno 2025	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		30.348	29.105	(1.243)
- Debiti finanziari a breve termine		8.820	9.305	485
- Debiti finanziari a lungo termine		21.528	19.800	(1.728)
Disponibilità liquide ed equivalenti		(8.183)	(9.167)	(984)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(6.797)	(6.857)	(60)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(3.193)	(2.883)	310
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.175	10.198	(1.977)
Passività per beni in leasing		6.453	5.708	(745)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		18.628	15.906	(2.722)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.648	53.405	(2.243)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	0,19	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,33	0,30	

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	Primo Semestre	
	2025	2024
	(€ milioni)	
Utile (perdita) netto del periodo	1.756	1.932
Componenti non riclassificabili a conto economico	5	(3)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>		8
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	5	(11)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		1
<i>Effetto fiscale</i>		(1)
Componenti riclassificabili a conto economico	(5.519)	1.609
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(6.063)	1.701
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	732	(64)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	24	(46)
<i>Effetto fiscale</i>	(212)	18
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(5.514)	1.606
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(3.758)	3.538
di competenza:		
- azionisti Eni	(3.549)	3.476
- interessenze di terzi	(209)	62

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024		53.644
Totale utile (perdita) complessivo	3.538	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.502)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)	
Operazione Plenitude - cessione EIP	588	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)	
Acquisto azioni proprie	(547)	
Imposte su cedole bond ibrido	25	
Opzione put su Plenitude	(387)	
Altre variazioni	(3)	
Totale variazioni	1.575	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2024		55.219
di competenza:		
- azionisti Eni		54.358
- interessenze di terzi		861
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025		55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(3.758)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.528)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(63)	
Acquisto di azioni proprie	(660)	
Emissione di obbligazioni ibride 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

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)

	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	30 giugno 2025		31 dicembre 2024	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			52.910		59.864
Diritto di utilizzo beni in leasing			5.275		5.822
Attività immateriali			6.421		6.434
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.379		1.595
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			14.224		15.545
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		1.026		1.107
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.209)		(1.364)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 8)	(93)		(56)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 8)	(28)		(40)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)	288		527	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	147		144	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	(1.523)		(1.939)	
Totale Capitale immobilizzato			80.026		89.003
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			5.798		6.259
Crediti commerciali	(vedi nota 6)		9.562		12.562
Debiti commerciali	(vedi nota 15)		(12.378)		(15.170)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(313)		144
- passività per imposte sul reddito correnti		(416)		(587)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(28)		(40)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	(2.516)		(1.749)	
- passività per imposte differite		(5.212)		(5.581)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	(41)		(48)	
- attività per imposte sul reddito correnti		771		695	
- attività per imposte sul reddito non correnti		124		129	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	751		850	
- attività per imposte anticipate		6.072		6.322	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	175		147	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	11		10	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(4)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(14.433)		(15.774)
Altre attività (passività), composti da:			(803)		(2.292)
- 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)	3.353		3.802	
- altre attività correnti	(vedi nota 8)	3.707		2.812	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	2.357		3.678	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(4.481)		(4.979)	
- altre passività correnti	(vedi nota 8)	(2.659)		(3.244)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 8)	(3.080)		(4.361)	
Totale Capitale di esercizio netto			(12.567)		(14.271)
Fondi per benefici ai dipendenti			(687)		(681)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			2.539		225
composte da:					
- attività destinate alla vendita		2.897		420	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(358)		(195)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			69.311		74.276
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			53.405		55.648
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			29.105		30.348
- passività finanziarie a lungo termine		19.855		21.570	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		4.760		4.582	
- passività finanziarie a breve termine		4.545		4.238	
- altre attività non correnti	(vedi nota 8)	(55)		(42)	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(9.167)		(8.183)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(6.857)		(6.797)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		(2.883)		(3.193)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			10.198		12.175
Passività per beni in leasing, composti da:			5.708		6.453
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.585		5.174	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		1.123		1.279	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 ^(a)			15.906		18.628
COPERTURE			69.311		74.276

(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 2025		Primo Semestre 2024	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto		1.756		1.932
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		3.558		4.899
- ammortamenti	3.696		3.886	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	641		1.503	
- radiazioni	(13)		103	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(649)		(611)	
- altre variazioni	(125)		49	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	8		(31)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(6)		(184)
Dividendi, interessi e imposte		2.384		3.165
- dividendi	(100)		(85)	
- interessi attivi	(202)		(238)	
- interessi passivi	607		623	
- imposte sul reddito	2.079		2.865	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		192		(1.038)
- rimanenze	401		(450)	
- crediti commerciali	2.655		2.457	
- debiti commerciali	(2.437)		(1.951)	
- fondi per rischi e oneri	(439)		(301)	
- altre attività e passività	12		(793)	
Dividendi incassati		879		1.104
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.230)		(2.819)
Interessi (pagati) incassati		(631)		(584)
- Interessi incassati	117		170	
- Interessi pagati	(748)		(754)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.902		6.475
Investimenti		(3.773)		(3.952)
- attività materiali	(3.707)		(3.721)	
- attività immateriali	(258)		(231)	
- altre riclassifiche ^(a)	192			
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(351)		(2.308)
- partecipazioni	(351)		(466)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			(1.842)	
Disinvestimenti		84		627
- attività materiali	66		213	
- attività immateriali			2	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute				
- partecipazioni	18		412	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		(175)		48
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(35)		(49)	
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(3)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(184)		(114)	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	16		20	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	220		194	
- altre riclassifiche ^(a)	(192)			
Free cash flow		1.687		890

(a) Riclassifica della quota di capex che sarà rimborsata al closing delle dismissioni di attività in corso.

segue **RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO**

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

	Primo Semestre 2025		Primo Semestre 2024	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		1.687		890
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(190)		(120)
- variazione netta titoli e crediti finanziari	(190)		(120)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.324)		1.444
- assunzione di debiti finanziari a lungo termine	3.721		3.300	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(4.803)		(2.588)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(242)		732	
Rimborso di passività per beni in leasing		(675)		(671)
Flusso di cassa del capitale proprio		1.564		(1.486)
- apporti (rimborsi) netti di capitale da (ad) azionisti terzi	709		590	
- acquisto di azioni proprie	(666)		(566)	
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	3.069			
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.524)		(1.495)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(33)		(29)	
- altri apporti	9		14	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		126		(87)
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	231			
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(105)		(87)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(204)		45
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(204)		45	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		984		15

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 2024; pertanto in questa sezione sono richiamati in modo sintetico rinviando per gli approfondimenti alla Relazione Finanziaria Annuale "RFA" 2024.

I risultati dell'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, nonché 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 (CTA, 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.

Nel lungo termine, il prezzo del petrolio è influenzato dalle tendenze più strutturali, quali la crescita economica e demografica globale, che determina un aumento della domanda; mentre la transizione verso altre fonti energetiche, le politiche climatiche volte a ridurre le emissioni di carbonio e l'efficienza energetica potrebbero ridurre la domanda.

Come anticipato nella RFA 2024, l'andamento del prezzo del petrolio nel 2025 è esposto al rischio di rallentamento della crescita o, nel "worst case" di possibile contrazione dell'economia globale, sulla quale pesano le incertezze dovute alle misure protezionistiche promosse dall'amministrazione USA, l'instabilità finanziaria dovuta ai debiti pubblici e all'aumento dei tassi d'interesse a lungo termine, la ripresa della Cina e il prolungarsi del conflitto Russo-Ucraino e delle tensioni in Medio Oriente. Inoltre, l'alleanza OPEC+ ha deciso di accelerare il rientro sul mercato dei tagli produttivi fatti in anni passati. Questi sviluppi hanno alimentato presso gli operatori finanziari timori di "oversupply" determinando nel mese di aprile una significativa e repentina correzione del prezzo del petrolio Brent pari a circa -10 \$/bbl vs. i 75 \$/bbl registrati nella parte finale del 2024 e nel primo trimestre 2025, per un valore medio progressivo del primo semestre di circa 70 \$/bbl (-15% vs corrispondente periodo 2024). Per l'intero anno Eni ha rivisto al ribasso la previsione di prezzo a 70 \$ per scontare tali rischi, mentre sull'assunzione di un mercato bilanciato nei fondamentali conferma la previsione di lungo termine di 80 \$/bbl (in termini reali 2028) con un tasso d'incremento del 2,5% fino al 2032. Oltre tale orizzonte, il prezzo del petrolio in termini reali è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

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. Lo scenario commodity della relazione finanziaria semestrale è sostanzialmente allineato a quello adottato nelle valutazioni della RFA 2024; pertanto, non si evidenziano impairment indicator sistemici delle proprietà oil & gas.

I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e 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.

L'analisi di sensitività per l'anno 2025 evidenzia una variazione del flusso di cassa operativo di circa €0,14 miliardi per uno scostamento del Brent di 1 \$/bbl rispetto alla previsione di 70 \$/bbl per l'anno 2025, pari a circa 1,5%; lo stesso effetto finanziario corrisponde a una variazione di circa il 10% del prezzo europeo del gas rispetto alla previsione di 40 €/MWh; si precisa che tali analisi di sensitività sono ritenute valide per variazioni di prezzo limitate 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 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.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla redditività, i flussi di cassa e le 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 leverage 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 che hanno influenzato negativamente i risultati del primo semestre 2025.

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 diminuzione strutturale della domanda d'idrocarburi nel medio-lungo termine. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/redditività 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 sulla 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 2025 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 possono 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 2024 (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, Venezuela ed Egitto. 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 2025, nonché la prosecuzione dei progetti di sviluppo in corso.

L'attuale contesto in Medio Oriente ha compromesso la crescita economica e ridotto le disponibilità finanziarie dell'Egitto, riducendo il grado di solvibilità delle Compagnie di Stato che acquistano la quota equity delle produzioni delle società petrolifere internazionali. Alla data della presente relazione semestrale, Eni vanta un significativo ammontare di crediti scaduti verso le società di Stato, per i quali è stato concordato a luglio 2024 un piano di rientro che ha consentito di stabilizzare la posizione creditoria e, nel corso del primo semestre 2025, di ridurre i crediti scaduti. Nel corso del secondo semestre 2025 si prevede una ulteriore riduzione.

Il Venezuela versa da alcuni anni in una crisi economica e finanziaria per l'impossibilità di esportare petrolio a causa delle sanzioni USA volte a colpire la principale fonte di entrate del Paese, il Governo venezuelano e le Società di Stato del petrolio. L'outlook finanziario del Paese rappresenta un rischio per il recupero dell'investimento Eni nel giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, a causa dello stato d'insolvenza della società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") alla quale è venduta l'intera produzione di gas naturale del progetto. Alla data della presente relazione semestrale, l'esposizione nominale creditoria Eni verso PDVSA (inclusiva dell'esposizione della joint venture Cardon IV) ammonta a circa \$2,3 miliardi (valore di carico \$0,9 miliardi), in aumento rispetto al bilancio 2024 a causa della decisione dell'amministrazione USA di revocare tutte le licenze o comfort precedentemente accordati alle compagnie petrolifere internazionali per recuperare le somme dovute attraverso il ritiro di carichi di greggio di PDVSA. Eni è in contatto con le Autorità USA per mitigare i rischi relativi al quadro sanzionatorio.

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 del Gruppo 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 similari 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 giudiziari 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. Inoltre, 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 2025 è prevedibile un allentamento della pressione inflazionistica per alcuni beni; tuttavia, 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.

Il Gruppo è esposto al rischio sanzioni

Nel primo semestre 2025 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito dei programmi di sanzioni economiche e finanziarie adottate da Stati Uniti, Unione Europea e Regno Unito nei confronti di determinati Paesi. Il Gruppo è esposto attualmente a questo tipo di rischio esclusivamente per le attività condotte in Venezuela e Russia.

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 un sostanziale equilibrio tra domanda e offerta globale con la prospettiva di rilevanti incrementi del supply in relazione all'ingresso di nuova capacità di liquefazione in USA, Qatar e potenzialmente Canada. 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), nello scenario in cui Eni sia costretta a terminare i contratti long-term di fornitura dalla Russia per adeguarsi a possibili regimi sanzionatori o in vista dell'obiettivo comunitario di cessare ben prima del 2030 la dipendenza dalle forniture d'idrocarburi dalla Russia, considerato che la data di scadenza di tali contratti è ben oltre il 2030, il Gruppo potrebbe sostenere oneri e passività di ammontare incerto, ma che potrebbero essere significativi.

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 ai rischi di sfavorevoli evoluzioni del quadro regolatorio delle attività nei settori del gas e dell'energia elettrica in Italia e in Europa

L'Autorità di regolamentazione dei settori gas ed elettrico in Italia (ARERA) ha un potere amministrativo di monitoraggio e controllo dei mercati delle commodity e in situazioni di volatilità e di elevati livelli dei prezzi all'ingrosso può adottare provvedimenti che possono ridurre la capacità delle società di vendita retail di trasferire al consumatore finale gli incrementi di prezzo della materia prima. In tale eventualità, i margini delle società potrebbero contrarsi in misura significativa. Tra i principali fattori di rischio per il business nel settore gas vi sono inoltre le revisioni periodiche delle tariffe e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano tutti i Paesi europei in cui Eni opera e che si riflettono sui costi logistici, i provvedimenti – seppur in taluni casi temporanei od emergenziali – che possono incidere sulle dinamiche dei mercati (ad esempio, possibili obblighi di stoccaggio, possibili obblighi di riduzione dei consumi finali), o nuovi vincoli ed obblighi posti in capo agli operatori del settore derivanti dagli obiettivi di transizione energetica e decarbonizzazione del settore energetico.

Per quanto riguarda il settore elettrico Eni, per le aste del mercato della capacità elettrica (c.d. "Capacity Market") è venuto meno il rischio di annullamento delle aste che si erano tenute per i periodi fino al 2024 poiché tutti gli operatori che avevano presentato ricorso l'hanno ritirato per carenza d'interesse. Si sono tenute le aste per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027 in cui Eni si è aggiudicata in ciascuna asta circa 3.600 MW di capacità esistente. Un operatore ha presentato dei ricorsi dinanzi al Giudice amministrativo per ottenere l'annullamento degli esiti delle aste 2025, 2026 e 2027 e della relativa disciplina, chiedendo anche la sospensione degli effetti dei provvedimenti impugnati in attesa della pronuncia sul merito dei ricorsi. Il Giudice ha sinora respinto tutte le richieste di sospensiva e pertanto attualmente le aste sono confermate fino alle decisioni di merito.

Per l'asta 2028, che probabilmente si terrà nel quarto trimestre 2025, permane il rischio di una riduzione del fabbisogno di adeguatezza e conseguentemente di una maggiore competizione in fase d'asta. Dal 2029 dovrà esserci una totale revisione del meccanismo perché l'attuale disciplina ha ottenuto una valutazione di conformità ai principi europei sugli aiuti di Stato dalla Commissione UE fino al 31 dicembre 2028.

Con riferimento ai mercati dell'energia e dei servizi di bilanciamento sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business, connesse in particolare alle riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie: l'avvio del nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico il cui periodo di applicazione transitorio, iniziato l'1 gennaio 2025, terminerà l'1 febbraio 2026 con l'inizio della fase di consolidamento; l'ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete; l'avvio del nuovo mercato degli accumuli gestito da Terna con la prima asta per la consegna 2028 prevista per il 30 settembre 2025. Per quanto riguarda il superamento del PUN, dal 1° gennaio 2025 è stata introdotta una componente perequativa sugli acquisti MGP (acquisti nel Mercato Del Giorno Prima) relativi ai portafogli zonal di prelievo che neutralizza gli effetti legati al superamento del PUN. È previsto che tale componente possa essere eliminata a seguito di una consultazione con almeno 24 mesi di anticipo. Si segnala inoltre la possibile riduzione dei ricavi nel Mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") per effetto degli incentivi riconosciuti da ARERA a Terna per la riduzione dei costi di MSD nonché per l'ingresso di risorse al momento escluse dalla partecipazione a tale mercato (accumuli, Fonti rinnovabili non programmabili, demand side response).

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

Nonostante l'effetto negativo dell'indebolimento sia dei prezzi delle materie prime sia del dollaro, il Gruppo rivede al rialzo le aspettative di generazione di cassa per il 2025 e conferma gli impegni di remunerazione degli azionisti

In questo contesto:

- il CFFO adjusted¹ di Gruppo è atteso in aumento a circa €11,5 miliardi allo scenario aggiornato², rappresentando un incremento di €0,5 miliardi rispetto alla previsione iniziale;
- le iniziative di cassa e le altre misure organiche sono attese generare fino a €3 miliardi di liquidità addizionale, in aumento rispetto alla previsione iniziale di €2 miliardi, al fine di mitigare gli effetti dello scenario;
- la proiezione ad anno intero dell'EBIT proforma adjusted di GGP è in aumento a circa €1 miliardo (dai precedenti €0,8 miliardi) grazie ai migliori esiti rispetto alle stime iniziali delle rinegoziazioni e degli accordi commerciali e alle ottimizzazioni di portafoglio.

Inoltre:

- Confermati gli investimenti lordi ad un valore inferiore a €8,5 miliardi, in riduzione rispetto alla previsione iniziale di circa €9 miliardi; gli investimenti netti sono attesi inferiori a €6 miliardi rispetto alla previsione iniziale di €6,5-7 miliardi.
- Confermata la previsione della produzione di petrolio e gas a 1,7 milioni di boe/giorno, in linea con le assunzioni iniziali. Nel terzo trimestre la produzione è prevista nell'intervallo di 1,7 – 1,72 milioni di boe/giorno.
- Confermato l'outlook per Enilive e Plenitude:
 - EBITDA proforma adjusted dell'anno previsto rispettivamente pari a circa €1 miliardo e superiore a €1,1 miliardi;
 - Capacità rinnovabile installata prevista a fine anno ad oltre 5,5 GW (Plenitude @100%); capacità di bio-raffinazione a 1,65 MTPA, alla quale si aggiunge 1 MTPA in costruzione.

Indice di solidità finanziaria atteso nell'intervallo indicato nel piano

- Leverage a fine anno previsto tra 0,15 e 0,2 su base proforma.

Confermati i ritorni previsti per gli azionisti nel 2025, con un aumento del dividendo del 5% a €1,05 per azione e l'esecuzione di un programma di riacquisto azioni da almeno €1,5 miliardi

- La messa in pagamento della prima tranches del dividendo 2025 pari a €0,26 per azione è prevista il 24 settembre 2025 (record date 23 settembre).

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

Per la descrizione delle principali operazioni con parti correlate si rinvia alla Nota 32 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Programma di buy-back

Il 20 febbraio 2025, si è concluso il programma di buy-back autorizzato dall'Assemblea degli azionisti del 15 maggio 2024 con l'acquisto complessivo di 144 milioni di azioni per un totale di €2 miliardi.

Eni, a seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2025, ha avviato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie, da realizzarsi entro la fine di aprile 2026, che riguarderà fino a un massimo di 315 milioni di azioni Eni (circa il 10% del capitale sociale) con un esborso di almeno €1,5 miliardi. Tale ammontare potrà essere incrementato, sulla base di eventuali aumenti del Flusso di cassa da attività operativa, fino ad un massimo complessivo di €3,5 miliardi.

Dall'inizio del programma al 18 luglio 2025, sono state acquistate circa 32,2 milioni di azioni con un esborso di €440 milioni.

¹ Calcolato prima della variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo.

² L'outlook 2025 aggiornato nel secondo trimestre si basa sulle seguenti previsioni: prezzo del Brent a 70 \$/barile (65 \$/barile nell'outlook del Q1 '25), prezzo spot del gas TTF a 40 €/MWh, margine di raffinazione SERM a 4 \$/barile, tasso di cambio EUR/USD a 1,1.

2

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	56
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	62
Attestazione del management	98
Relazione della Società di revisione	99

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	30.06.2025		31.12.2024	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		9.167	7	8.183	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(5)	6.857		6.797	
Altre attività finanziarie	(14)	572	48	1.085	48
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	13.214	1.367	16.901	1.601
Rimanenze	(7)	5.798		6.259	
Attività per imposte sul reddito		771		695	
Altre attività	(8) (20)	4.458	61	3.662	54
		40.837		43.582	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(9)	52.910		59.864	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	5.275		5.822	
Attività immateriali	(11)	6.421		6.434	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(7)	1.379		1.595	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	12.864		14.150	
Altre partecipazioni	(13)	1.360		1.395	
Altre attività finanziarie	(14)	3.337	2.383	3.215	2.380
Attività per imposte anticipate	(19)	6.072		6.322	
Attività per imposte sul reddito		124		129	
Altre attività	(8) (20)	2.734	149	4.011	142
		92.476		102.937	
Attività destinate alla vendita	(21)	2.897		420	
TOTALE ATTIVITÀ		136.210		146.939	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	4.545	538	4.238	136
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	4.760	302	4.582	21
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	1.123	49	1.279	152
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	18.386	3.183	22.092	4.017
Passività per imposte sul reddito		416		587	
Altre passività	(8) (20)	5.268	64	5.049	34
		34.498		37.827	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(16)	19.855	72	21.570	79
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	4.585	24	5.174	31
Fondi per rischi e oneri	(18)	14.433		15.774	
Fondi per benefici ai dipendenti		687		681	
Passività per imposte differite	(19)	5.212		5.581	
Passività per imposte sul reddito		28		40	
Altre passività	(8) (20)	3.149	499	4.449	520
		47.949		53.269	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(21)	358		195	
TOTALE PASSIVITÀ		82.805		91.291	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		35.430		32.552	
Riserve per differenze cambio da conversione		2.266		8.081	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		7.957		8.406	
Azioni proprie		(1.635)		(2.883)	
Utile del periodo		1.715		2.624	
Totale patrimonio netto di Eni		49.738		52.785	
Interessenze di terzi		3.667		2.863	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(22)	53.405		55.648	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		136.210		146.939	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2024 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 23 - Altre informazioni.

Conto Economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2025		I semestre 2024	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica	(25)	41.332	1.529	44.651	1.412
Altri ricavi e proventi		754	120	1.575	100
TOTALE RICAVI		42.086		46.226	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(32.864)	(8.282)	(34.448)	(8.444)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(150)	(1)	(76)	
Costo lavoro	(26)	(1.694)	7	(1.661)	5
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	436	(183)	(298)	170
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.696)		(3.886)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	(641)		(1.503)	
Radiazioni	(9) (11)	13		(103)	
UTILE OPERATIVO		3.490		4.251	
Proventi finanziari	(27)	5.361	102	2.830	85
Oneri finanziari	(27)	(5.812)	(27)	(3.435)	(39)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(27)	111		202	
Strumenti finanziari derivati	(20) (27)	(70)		85	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(410)		(318)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		649		611	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		106	4	253	(12)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)	755		864	
UTILE ANTE IMPOSTE		3.835		4.797	
Imposte sul reddito	(29)	(2.079)		(2.865)	
UTILE DEL PERIODO		1.756		1.932	
Utile del periodo di competenza Eni		1.715		1.872	
Interessenze di terzi	(22)	41		60	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		0,52		0,57	
- diluito		0,52		0,56	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Utile del periodo	1.756	1.932
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:		
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>		
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		8
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1
Variatione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	5	(11)
Effetto fiscale		(1)
	5	(3)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(6.063)	1.701
Variatione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	732	(64)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	24	(46)
Effetto fiscale	(212)	18
	(5.519)	1.609
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(5.514)	1.606
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(3.758)	3.538
Totale utile (perdita) complessivo del periodo di competenza Eni	(3.549)	3.476
Interessenze di terzi	(209)	62

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		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		
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2024	(22)	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 azionariato 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	(22)	4.005	35.430	2.266	7.957	(1.635)	1.715	49.738	3.667	53.405

(segue)

(segue) 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 2023		4.005	32.988	5.238	8.515	(2.333)	4.771	53.184	460	53.644
Utile del I semestre 2024							1.872	1.872	60	1.932
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					7			7		7
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					(11)			(11)		(11)
complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					1			1		1
Componenti non riclassificabili a conto economico					(3)			(3)		(3)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1.701				1.701		1.701
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(46)			(46)		(46)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(48)			(48)	2	(46)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.701	(94)			1.607	2	1.609
Utile complessivo del periodo				1.701	(97)		1.872	3.476	62	3.538
Attribuzione del dividendo di Eni SpA			(1.502)					(1.502)		(1.502)
Attribuzione del dividendo di altre società									(50)	(50)
Destinazione utile residuo 2023			4.771				(4.771)			
Versamenti da azionisti terzi									1	1
Variazione di interesenze di terzi			196					196	392	588
Annullamento azioni proprie					(1.375)	1.375				
Acquisto azioni proprie			(547)		547	(547)		(547)		(547)
Piano incentivazione a lungo termine			11					11		11
Cedole obbligazioni subordinate perpetue			(87)					(87)		(87)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			2.842		(828)	828	(4.771)	(1.929)	343	(1.586)
Altre variazioni			(368)		(5)			(373)	(4)	(377)
Altri movimenti di patrimonio netto			(368)		(5)			(373)	(4)	(377)
Saldi al 30 giugno 2024		4.005	35.462	6.939	7.585	(1.505)	1.872	54.358	861	55.219
Utile del II semestre 2024							752	752	80	832
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					(3)			(3)		(3)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					73			73		73
Componenti non riclassificabili a conto economico					70			70		70
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1.291	(2)			1.289	76	1.365
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(602)			(602)	(1)	(603)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(23)			(23)		(23)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.291	(627)			664	75	739
Utile complessivo del periodo				1.291	(557)		752	1.486	155	1.641
Attribuzione del dividendo di Eni SpA			(1.565)					(1.565)		(1.565)
Acquisto azioni proprie			(1.456)		1.456	(1.456)		(1.456)		(1.456)
Piano incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso			13		(78)	78		13		13
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue									1.848	1.848
Cedole obbligazioni subordinate perpetue			(51)					(51)		(51)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(3.059)		1.378	(1.378)		(3.059)	1.848	(1.211)
Altre variazioni			149	(149)					(1)	(1)
Altri movimenti di patrimonio netto			149	(149)					(1)	(1)
Saldi al 31 dicembre 2024	(22)	4.005	32.552	8.081	8.406	(2.883)	2.624	52.785	2.863	55.648

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2025	I semestre 2024
Utile del periodo		1.756	1.932
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:			
Ammortamenti	(9) (10) (11)	3.696	3.886
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	641	1.503
Radiazioni	(9) (11)	(13)	103
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13)	(649)	(611)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(6)	(184)
Dividendi	(28)	(100)	(85)
Interessi attivi		(202)	(238)
Interessi passivi		607	623
Imposte sul reddito	(29)	2.079	2.865
Altre variazioni		(125)	49
Flusso di cassa del capitale di esercizio		192	(1.038)
- rimanenze		401	(450)
- crediti commerciali		2.655	2.457
- debiti commerciali		(2.437)	(1.951)
- fondi per rischi e oneri		(439)	(301)
- altre attività e passività		12	(793)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		8	(31)
Dividendi incassati		879	1.104
Interessi incassati		117	170
Interessi pagati		(748)	(754)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.230)	(2.819)
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.902	6.475
- di cui verso parti correlate	(32)	(4.972)	(6.020)
Flusso di cassa degli investimenti		(4.535)	(6.426)
- attività materiali	(9)	(3.707)	(3.721)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(10)		(3)
- attività immateriali	(11)	(258)	(231)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(23)		(1.842)
- partecipazioni	(13)	(351)	(466)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(35)	(49)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(184)	(114)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		320	841
- attività materiali		66	213
- attività immateriali			2
- partecipazioni		18	412
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		16	20
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		220	194
Variazione netta titoli e crediti finanziari		(190)	(120)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(4.405)	(5.705)
- di cui verso parti correlate	(32)	(1.255)	(1.155)
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(16)	3.721	3.300
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(16)	(4.803)	(2.588)
Rimborso di passività per beni in leasing	(10)	(675)	(671)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(16)	(242)	732
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.524)	(1.495)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(33)	(29)
Apporti (rimborsi) netti di capitale da azionisti terzi		709	590
Altri apporti		9	14
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		3.069	
Acquisto di azioni proprie	(22)	(666)	(566)
Emissione nette di obbligazioni subordinate perpetue	(22)	231	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue		(105)	(87)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(309)	(800)
- di cui verso parti correlate	(32)	294	1
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(204)	45
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		984	15
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		8.183	10.205
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo^(a)		9.167	10.220

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2024 comprendevano €40 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale erano riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

Note esplicative al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2025 (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. Negli allegati è riportata la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo. Il bilancio semestrale al 30 giugno 2025, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 24 luglio 2025, 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 2025, indicate nel paragrafo "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2024, 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 2024. 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.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2025/1047 emesso dalla Commissione Europea in data 27 maggio 2025, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Modifiche alla classificazione e alla valutazione degli strumenti finanziari" volte, sostanzialmente, a chiarire il timing dell'eliminazione contabile di passività finanziarie regolate tramite sistemi di pagamento elettronici e a fornire chiarimenti in merito alla classificazione delle attività finanziarie con caratteristiche ambientali, sociali e di governance (ad es. sustainability bond). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

Con il Regolamento n. 2025/1266 emesso dalla Commissione Europea in data 30 giugno 2025, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura" volte, sostanzialmente a: (i) chiarire l'utilizzo della "own-use exemption" per i contratti di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili; e (ii) consentire, al soddisfacimento di determinate condizioni, la designazione di una copertura cash flow hedge in presenza di contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (regolabili su base netta). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

Con il Regolamento n. 2025/1331 emesso dalla Commissione Europea in data 9 luglio 2025, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti ai Principi contabili IFRS – Volume 11" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

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

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

(€ milioni)	30.06.2025	31.12.2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	702	965
Altri titoli	6.068	5.474
	6.770	6.439
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	87	358
	6.857	6.797

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 2024.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.362 milioni e di livello 2 per €495 milioni. Nel corso del primo semestre 2025 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2025	31.12.2024
Crediti commerciali	9.562	12.562
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.425	1.754
Crediti per attività di disinvestimento	288	527
Crediti verso altri	1.939	2.058
Totale al netto del fondo svalutazione	13.214	16.901

Il decremento dei crediti commerciali di €3.000 milioni è riferito principalmente al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €1.813 milioni e alla linea di business Plenitude per €731 milioni per effetto dei minori volumi di vendita.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazioni di cessioni pro-soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2025. L'ammontare delle operazioni eseguite nel primo semestre 2025 è aumentato di circa €400 milioni rispetto al 31 dicembre 2024.

La maggiore esposizione per crediti commerciali relativi a forniture di idrocarburi equity riguarda le controparti società petrolifere di Stato dell'Egitto verso le quali sono in essere crediti commerciali pari a €846 milioni (€1.256 milioni al 31 dicembre 2024) in parte scaduti. Nel corso del semestre è stato registrato un significativo ridimensionamento dello scaduto in virtù dell'esecuzione del piano di regolarizzazione concordato con le Autorità del Paese nel 2024. Il valore del fondo svalutazione è stato confermato pari al time value del piano di rientro; la porzione di fondo corrispondente all'ammontare recuperato è stata riversata a conto economico.

Il decremento dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione di €329 milioni riguarda i crediti per chiamate fondi ai partner di Eni nei progetti operati.

I crediti verso altre controparti sono relativi: (i) per €612 milioni (€690 milioni al 31 dicembre 2024) 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, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base del rischio di default della controparte di Stato, scontando i tempi attesi d'incasso dei fatturati di gas naturale. Nel corso del primo semestre non sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA a causa della decisione dell'amministrazione USA di revocare tutte le licenze o comfort precedentemente accordati alle compagnie petrolifere internazionali per recuperare le somme dovute attraverso il ritiro di carichi di greggio; (ii) per €521 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2024) agli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) nel semestre, i crediti in essere al 31 dicembre 2024 di €243 milioni relativi agli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale sono stati compensati con il debito per la relativa fornitura.

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

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(188)	(203)
Perdite nette su crediti	(51)	(27)
Rilasci per esubero	89	154
	(150)	(76)

Gli accantonamenti sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €79 milioni e riguardano crediti per le forniture di idrocarburi e crediti per chiamate fondi nei confronti dei partner in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €78 milioni e riguardano principalmente la clientela retail.

I rilasci per esubero sono riferiti: (i) alla linea di business Plenitude per €49 milioni; (ii) al settore Exploration & Production per €26 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 31.12.2024	6.826	1.602
Fondo svalutazione al 31.12.2024	567	7
Valore netto al 31.12.2024	6.259	1.595
Variazioni del periodo	(186)	(215)
Altre variazioni	(275)	(1)
Valore netto al 30.06.2025	5.798	1.379
Valore lordo al 30.06.2025	6.358	1.400
Fondo svalutazione al 30.06.2025	560	21

Le rimanenze immobilizzate – scorte d’obbligo sono possedute da società italiane per €1.360 milioni (€1.575 milioni al 31 dicembre 2024) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

8 Altre attività e passività

(€ milioni)	30.06.2025				31.12.2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti						
Fair value su strumenti finanziari derivati	768	70	975	78	874	88	1.921	153
Passività da contratti con la clientela			798	567			552	655
Attività e passività relative ad altre imposte	751	175	2.516	41	850	147	1.749	48
Altre	2.939	2.489	979	2.463	1.938	3.776	827	3.593
	4.458	2.734	5.268	3.149	3.662	4.011	5.049	4.449

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

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €1.535 milioni correnti (€1.210 milioni al 31 dicembre 2024) e €1.277 milioni non correnti (€2.298 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) attività verso un operatore italiano per €710 milioni (€732 milioni al 31 dicembre 2024) 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; (iii) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €236 milioni (€318 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €147 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2024); (v) 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 €13 milioni e oltre i 12 mesi per €91 milioni (rispettivamente €3 milioni e €295 milioni al 31 dicembre 2024).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €486 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2024); (ii) buoni carburanti prepagati per €276 milioni (€331 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €228 milioni (€65 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €135 milioni (€218 milioni al 31 dicembre 2024), di cui correnti per €97 milioni (55 milioni al 31 dicembre 2024).

Le altre passività comprendono: (i) debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €1.145 milioni (€2.104 milioni al 31 dicembre 2024); (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 €536 milioni (€392 milioni al 31 dicembre 2024). La scadenza è nel 2027; (iii) passività correnti per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €353 milioni (€396 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) passività per ricavi e proventi anticipati per €217 milioni (€315 milioni al 31 dicembre 2024), di cui correnti per €113 milioni (€194 milioni al 31 dicembre 2024); (v) depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €195 milioni (€207 milioni al 31 dicembre 2024); (vi) passività per attività d'investimento per €121 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024); (vii) 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 i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati oltre i 12 mesi (€303 milioni al 31 dicembre 2024).

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

9 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Immobili, impianti e macchinari
Valore lordo al 31.12.2024	198.576
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2024	138.712
Valore netto al 31.12.2024	59.864
Investimenti	3.707
Capitalizzazione ammortamenti	145
Ammortamenti (*)	(3.015)
Riprese di valore	12
Svalutazioni	(657)
Radiazioni	13
Differenze di cambio da conversione	(5.288)
Rilevazione iniziale e variazione stima	(198)
Variazione dell'area di consolidamento	15
Altre variazioni	(1.688)
Valore netto al 30.06.2025	52.910
Valore lordo al 30.06.2025	182.936
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2025	130.026

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

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €2.962 milioni (€2.884 milioni nel primo semestre 2024).

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.

Le altre variazioni comprendono: (i) la riclassifica ad attività destinate alla vendita di €2.448 milioni di asset del settore Exploration & Production relativi a partecipazioni minoritarie rispettivamente, del 25% nella licenza operata Marine XII nell'offshore del Congo e del 30% nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio. I valori d'iscrizione di tali porzioni di undivided properties, oggetto di separazione dalla CGU principale poiché i cash flow futuri a esse associati sono attesi derivare da una vendita rispetto all'ipotesi di utilizzo continuativo, sono stati allineati al previsto fair value della vendita; (ii) il costo di acquisto di immobili, impianti e macchinari nell'ambito di supplier financing arrangement che hanno comportato

la classificazione del relativo debito come finanziario, ammonta a €753 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 31.12.2024	38.229	1.742	11.296	51.267
Investimenti		163	2.779	2.942
Capitalizzazione ammortamenti		2	143	145
Ammortamenti (*)	(2.684)			(2.684)
Svalutazioni nette	(378)		(91)	(469)
Radiazioni		13		13
Differenze di cambio da conversione	(3.860)	(178)	(1.097)	(5.135)
Rilevazione iniziale e variazione stima	(320)	(12)	134	(198)
Trasferimenti	2.932	(1)	(2.931)	
Altre variazioni	(2.031)	(165)	446	(1.750)
Valori al 30.06.2025	31.888	1.564	10.679	44.131

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

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €2.592 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Costa d'Avorio, Congo, Indonesia, Italia, Iraq, Emirati Arabi Uniti, Australia e Messico.

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	Italia	Indonesia	Paesi Bassi	Totale
Valori al 31.12.2024	16	981	77	187	3	445	2	848	120	2.679
Svalutazioni nette	(4)									(4)
Riclassifica a Proved Mineral Interest				(75)		(44)		(14)	(88)	(221)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(3)	(112)	(9)	(16)		(48)		(95)		(283)
Valori al 30.06.2025	9	869	68	96	3	353	2	739	32	2.171

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario relativo al Blocco 245 in fase di pre-sviluppo nell'offshore della Nigeria (OPL 245), il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021. Il valore d'iscrizione di €1.142 milioni comprende €837 milioni a titolo di prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% del permesso e 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, l'arbitrato ICSID promosso da Eni nei confronti del Governo Federale della Nigeria per far valere il diritto alla conversione in titolo di sviluppo è stato sospeso d'intesa tra le parti per negoziare un accordo dei termini economici del progetto di sviluppo delle riserve in licenza. La stima del valore recuperabile dell'asset, basata sullo scenario economico in esame, nella prospettiva di utilizzo economico conferma la tenuta del valore di libro.

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 31.12.2024	9.690	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2024	3.868	
Valore netto al 31.12.2024	5.822	6.453
Incrementi	489	489
Decrementi		(675)
Ammortamenti (*)	(626)	
Svalutazioni nette	(2)	
Differenze di cambio da conversione	(379)	(414)
Altre variazioni	(29)	(145)
Valore netto al 30.06.2025	5.275	5.708
Valore lordo al 30.06.2025	9.468	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2025	4.193	

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

La passività per beni in leasing è riferibile per €575 milioni (€616 milioni al 31 dicembre 2024) 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 €1.123 milioni (€1.279 milioni al 31 dicembre 2024).

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 31.12.2024	8.553			
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2024	5.312			
Valore netto al 31.12.2024	3.241	3.167	26	6.434
Investimenti	258			258
Capitalizzazione ammortamenti	1			1
Ammortamenti (*)	(201)			(201)
Riprese di valore	7			7
Svalutazioni	(1)			(1)
Variazione dell'area di consolidamento		2		2
Differenze di cambio da conversione	(68)			(68)
Altre variazioni	(6)	(5)		(11)
Valore netto al 30.06.2025	3.231	3.164	26	6.421
Valore lordo al 30.06.2025	8.639			
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2025	5.408			

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

Gli investimenti di €258 milioni (€231 milioni nel primo semestre 2024) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Plenitude per €119 milioni (€105 milioni nel primo semestre 2024).

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

(€ milioni)	30.06.2025	31.12.2024
Diritti esplorativi proved	64	79
Diritti esplorativi unproved	411	455
	475	534

Le altre variazioni relative al goodwill riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2024 la cui allocazione era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 23 – Altre informazioni).

Il saldo finale della voce goodwill è esposto al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.644 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/margini delle commodity energetiche preso come riferimento per la redazione della semestrale 2025 non presenta discontinuità rispetto alle previsioni sottostanti la recuperabilità delle attività fisse dell'Eni adottate nella Relazione Finanziaria Annuale 2024. In particolare, la Direzione conferma la previsione di prezzo del petrolio Brent di circa 70 USD per barile in moneta reale 2024 fino al 2030, sostenuto dalla tendenziale crescita della domanda petrolifera e dall'equilibrio nei fondamentali del mercato, cui fa seguito un declino lineare di circa l'1,5% per anno, a 60 USD nel 2040 e 50 USD nel 2050 che sconta i rischi della transizione energetica e di una possibile contrazione della domanda petrolifera globale post 2030.

Il costo del capitale di Gruppo incrementato del rischio specifico di ciascun Paese di operatività Eni utilizzato come tasso di sconto dei futuri flussi di cassa nell'esercizio di impairment non ha subito variazioni significative con il tasso base ante step-up pari a circa il 6%.

Al 30 giugno 2025, la capitalizzazione di borsa dell'Eni era inferiore di circa il 20% rispetto al valore di libro dei net asset consolidati. La Direzione imputa tale scostamento alla volatilità di breve periodo dovuta all'incertezza sull'andamento della domanda petrolifera in relazione all'evoluzione del quadro macroeconomico e ai possibili effetti sul commercio internazionale dei dazi all'importazione dell'amministrazione USA e per effetto della percezione da parte degli operatori dei rischi di lungo termine del settore Oil&Gas.

Considerata la sostanziale assenza di impairment indicator in base alle assunzioni formulate, la Direzione ha ritenuto di non testare la recuperabilità dell'intero portafoglio di proprietà Oil&Gas del Gruppo come in occasione della Relazione Finanziaria Annuale 2024, focalizzandosi sulle sole CGU con evidenze di perdita di valore.

In tale ambito, nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni di €469 milioni (ante imposte) relative per €329 milioni all'allineamento del valore di libro al probabile prezzo di vendita di porzioni di progetti di sviluppo in Congo (blocco Marine XII) e Costa d'Avorio (Baleine) e per €103 milioni alla revisione delle riserve di una proprietà in Turkmenistan, dovuta alla rivalutazione da parte della direzione delle future fasi di sviluppo come parte di una revisione delle priorità di allocazione del capitale.

Circa €160 milioni di svalutazioni hanno riguardato gli investimenti di periodo sostenuti per sicurezza/stay-in-business presso raffinerie e complessi petrolchimici aventi flussi di cassa negativi.

I criteri adottati nell'individuazione delle Cash Generating Unit (CGU) e nell'esecuzione della verifica di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse sono analoghi rispetto alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 alla quale si rinvia (nota n. 15 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione).

13 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Valore al 31.12.2024	14.150
Acquisizioni e sottoscrizioni	281
Cessioni e rimborsi	(18)
Valutazione ad equity - effetto a conto economico	649
Valutazione ad equity - effetto ad OCI	24
Decremento per dividendi	(824)
Variazione dell'area di consolidamento	4
Differenze di cambio	(1.373)
Altre variazioni	(29)
Valore al 30.06.2025	12.864

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €111 milioni l'acquisizione nella linea di business Plenitude di partecipazioni nelle due joint venture 2024 Sol XV Llc e 2024 Sol XVI Llc titolari di due impianti fotovoltaici già operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (Stati Uniti). I parchi solari Sandrini 100 e 200 condividono con l'impianto di stoccaggio Sandrini BESS (368 MWh) la stessa infrastruttura di connessione alla rete elettrica. I tre parchi hanno una capacità installata complessiva di circa 499 MW, di cui 245 MW in quota Plenitude; (ii) per €54 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 €31 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Plenitude 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito.

La valutazione ad equity – effetto a conto economico è riferita essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €353 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €351 milioni; (iii) ADNOC Global Trading Ltd per €40 milioni; (iv) Saipem SpA per €37 milioni; (v) Cardón IV SA per €23 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per €20 milioni. Tali effetti positivi sul risultato sono stati parzialmente assorbiti dalla variazione negativa del risultato di: (i) Ithaca Energy Plc per €73 milioni; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €49 milioni; (iii) St. Bernard Renewables Llc per €32 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Vår Energi ASA per €327 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €200 milioni; (iii) Saipem SpA per €72 milioni; (iv) Ithaca Energy Plc per €69 milioni; (v) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €58 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per €36 milioni; (vii) ADNOC Global Trading Ltd per €32 milioni;

Al 30 giugno 2025 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	614.678.516
% di partecipazione	21,61	63,04	37,17
Prezzo delle azioni (€)	2,325	2,740	1,843
Valore di mercato (€ milioni)	983	4.312	1.133
Valore di libro (€ milioni)	516	64	535
Differenza valore di mercato e valore di libro (€ milioni)	467	4.248	598

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2025 include: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €4.762 milioni; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €1.903 milioni; (iii) St. Bernard Renewables Llc per €685 milioni; (iv) QatarEnergy LNG NFE (5) per €610 milioni; (v) E&E Algeria Touat BV per €571 milioni; (vi) Ithaca Energy Plc per €535 milioni; (vii) Saipem SpA per €516 milioni; (viii) SeaCorridor Srl per €458 milioni; (ix) Vårgrønn AS per €400 milioni; (x) Mozambique Rovuma Venture SpA per €347 milioni; (xi) Cardón IV SA per €333 milioni; (xii) Coral FLNG SA per €205 milioni; (xiii) ADNOC Global Trading Ltd per €154 milioni; (xiv) 2023 Sol IX Llc per €132 milioni; (xv) GreenIT SpA per €127 milioni.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2024	1.395
Acquisizioni e sottoscrizioni	70
Valutazione al fair value con effetto a OCI	5
Differenze di cambio	(107)
Altre variazioni	(3)
Valore al 30.06.2025	1.360

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie in entità non quotate strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2024.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €50 milioni l'acquisizione di una partecipazione di minoranza nella società BF International Best Fields Best Food Ltd.

Il valore di libro al 30 giugno 2025 include: (i) Nigeria LNG Ltd per €611 milioni; (ii) Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €130 milioni; (iii) Darwin LNG Pty Ltd per €85 milioni.

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

14 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2025		31.12.2024	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	1	969	1	1.044
	1	969	1	1.044
Crediti finanziari a lungo termine	43	2.312	44	2.109
Crediti finanziari a breve termine	528		1.040	
	571	2.312	1.084	2.109
	572	3.281	1.085	3.153
Titoli strumentali all'attività operativa		56		62
Totale al netto del fondo svalutazione	572	3.337	1.085	3.215

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €379 milioni (€427 milioni al 31 dicembre 2024).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€923 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 €471 milioni (€522 milioni al 31 dicembre 2024), 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 €969 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,0% e 5,5% (1,7% e 4,8% al 31 dicembre 2024).

I crediti finanziari riguardano: (i) per €1.867 milioni (€1.769 milioni al 31 dicembre 2024) 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 €510 milioni (€937 milioni al 31 dicembre 2024) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €474 milioni (€907 milioni al 31 dicembre 2024).

Il fair value dei titoli ammonta a €56 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)	30.06.2025	31.12.2024
Debiti commerciali	12.378	15.170
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	667	767
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.523	1.939
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.160	1.377
Debiti verso altri	2.658	2.839
	18.386	22.092

Il decremento dei debiti commerciali di €2.792 milioni è riferito alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €2.118 milioni a seguito di minori acquisti di gas e al settore Exploration & Production per €949 milioni principalmente nella linea di business del trading in relazione alla riduzione del prezzo del petrolio.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €1.212 milioni (€1.129 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) debiti verso il personale per €252 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €126 milioni (€120 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €199 milioni al 31 dicembre 2024.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

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

16 Passività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2025				31.12.2024			
	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	202	357	965	1.524	2.941	269	921	4.131
Obbligazioni ordinarie		3.397	17.885	21.282		2.695	19.641	22.336
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		23	934	957		9	928	937
Altri finanziatori	4.343	983	71	5.397	1.297	1.609	80	2.986
	4.545	4.760	19.855	29.160	4.238	4.582	21.570	30.390

Il decremento delle passività finanziarie di €1.230 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 30 giugno 2025 le passività finanziarie con banche comprendono €200 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2024) di contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono 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 €1.926 milioni (€2.568 milioni al 31 dicembre 2024).

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 2025 e al 31 dicembre 2024 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €540 milioni e a €613 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

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 2025 il programma risulta utilizzato per €14 miliardi.

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	(3)	1.247	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.200	36	1.236	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	41	1.041	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	6	1.006	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2030	0,625
Eni SpA	1.000		1.000	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2031	2,000
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2034	3,875
Eni SpA	800	(2)	798	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	4	754	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	1	751	EUR	2034	1,000
Eni SpA	640	8	648	USD	2027	variabile
Eni SpA	600	3	603	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	EUR	2032	4,000
Eni SpA	50	1	51	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Sustainability-linked	750	2	752	EUR	2027	3,625
	14.035	107	14.142			
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>						
Eni SpA	853	(7)	846	USD	2035	5,750
Eni SpA	299	1	300	USD	2040	5,700
Eni SpA	853	8	861	USD	2028	4,750
Eni SpA	853	2	855	USD	2029	4,250
Eni SpA	853	11	864	USD	2034	5,500
Eni SpA	1.066	(18)	1.048	USD	2054	5,950
Eni USA Inc	341	1	342	USD	2027	7,300
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	24	2.024	EUR	2028	4,300
	7.118	22	7.140			
	21.153	129	21.282			

Nel primo semestre 2025 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie in euro da parte di Eni SpA per un valore nominale di €853 milioni.

Eni SpA ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, gli accordi prevedono un incremento del tasso d'interesse.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.200 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	36	1.036	EUR	2030	2,950
<i>di cui: componente passività finanziaria</i>	<i>920</i>	<i>37</i>	<i>957</i>			
<i>di cui: componente di patrimonio netto</i>	<i>80</i>	<i>(1)</i>	<i>79</i>			

Al 30 giugno 2025 Eni dispone di linee di credito committed di €9 miliardi interamente disponibili (stesso ammontare al 31 dicembre 2024). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2025 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

(€ milioni)	30.06.2025	31.12.2024
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	21.125	21.026
Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked	1.058	973
Banche	1.280	1.143
Altri finanziatori	1.054	1.689
	24.517	24.831

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,0% e 5,5% (1,7% e 4,8% al 31 dicembre 2024).

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 31.12.2024	26.152	4.238	6.453	36.843
Variazioni monetarie	(1.082)	(242)	(675)	(1.999)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(558)	269	(482)	(771)
Variazione dell'area di consolidamento e Altre variazioni non monetarie	103	280	412	795
Valore al 30.06.2025	24.615	4.545	5.708	34.868

La variazione dell'area di consolidamento e altre variazioni non monetarie comprendono €489 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €783 milioni di supplier financing arrangement classificati come passività finanziarie.

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)	30.06.2025	31.12.2024
A. Disponibilità liquide	3.749	3.367
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.418	4.816
C. Altre attività finanziarie correnti	7.428	7.881
D. Liquidità (A+B+C)	16.595	16.064
E. Debito finanziario corrente	7.965	6.942
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.463	3.157
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	10.428	10.099
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(6.167)	(5.965)
I. Debito finanziario non corrente	5.621	6.175
J. Strumenti di debito	18.764	20.527
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	24.385	26.702
M. Totale indebitamento finanziario Consob (H+L)	18.218	20.737

L'indebitamento finanziario netto non comprende €2.312 milioni di crediti finanziari non correnti (€2.109 milioni al 31 dicembre 2024).

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €16 milioni (€54 milioni al 31 dicembre 2024) 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, in diminuzione, €55 milioni (€42 milioni al 31 dicembre 2024) 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 €1.123 milioni e €4.585 milioni (rispettivamente €1.279 milioni e €5.174 milioni al 31 dicembre 2024). 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 31.12.2024	15.774
Accantonamenti	889
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	(198)
Effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	163
Utilizzi a fronte oneri	(873)
Rilasci per esuberanza	(618)
Differenze cambio da conversione	(582)
Variazione dell'area di consolidamento	7
Altre variazioni	(129)
Valore al 30.06.2025	14.433

Gli accantonamenti del semestre riguardano principalmente oneri ambientali, oneri per dispute contrattuali, contenziosi amministrativi e oneri a fronte di sinistri assicurativi.

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

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

Le altre variazioni includono per €111 milioni la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita del settore Exploration & Production.

19 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	30.06.2025	31.12.2024
Passività per imposte differite lorde	7.799	8.724
Attività per imposte anticipate compensabili	(2.587)	(3.143)
Passività per imposte differite	5.212	5.581
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.659	9.465
Passività per imposte differite compensabili	(2.587)	(3.143)
Attività per imposte anticipate	6.072	6.322

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 31.12.2024	8.724	(14.116)	4.651	(9.465)
Variazioni con effetto a conto economico	(66)	138	18	156
Variazioni con effetto a riserva	(45)	243		243
Differenze di cambio da conversione	(876)	655	(235)	420
Altre variazioni	62	23	(36)	(13)
Valore al 30.06.2025	7.799	(13.057)	4.398	(8.659)

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

20 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2025			31.12.2024		
	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		12	2	20	27	2
		12		20	27	
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	66	151	2	233	33	2
- Interest currency swap	9		2		125	2
- Outright		2	2	3	24	2
	75	153		236	182	
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	571	642	2	632	923	2
- Future	1.278	1.454	1	1.429	1.538	1
- Opzioni	35	34	2	61	111	2
- Altro	1		2		8	2
	1.885	2.130		2.122	2.580	
	1.960	2.295		2.378	2.789	
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	55		2	42		2
	55			42		
<i>Contratti su valute</i>						
- Outright	2		1	2		1
	2			2		
	57			44		
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap		27	2			
		27				
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	5		2			
	5					
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	126	9	2	20	335	2
- Future	55	43	1	28	421	1
- Altro		6	1			
	181	58		48	756	
	186	85		48	756	
Opzioni						
- Altre opzioni		38	2		37	2
		38			37	
Totale contratti derivati lordi	2.203	2.418		2.470	3.582	
Compensazione	(1.365)	(1.365)		(1.508)	(1.508)	
Totale contratti derivati netti	838	1.053		962	2.074	
Di cui:						
- correnti	768	975		874	1.921	
- non correnti	70	78		88	153	

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 2025 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 2025	I semestre 2024
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	(8)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	430	(290)
	436	(298)

Effetti rilevati tra i proventi (oneri) finanziari

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

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Strumenti finanziari derivati su valute	(52)	102
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(18)	(17)
	(70)	85

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

21 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €2.897 milioni (€420 milioni al 31 dicembre 2024) e le passività direttamente associabili di €358 milioni (€195 milioni al 31 dicembre 2024) riguardano principalmente: (i) le partecipazioni del 25% nel progetto operato Congo FLNG e del 30% nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio, i cui valori di iscrizione ammontano a €2.525 milioni di attività (di cui attività correnti €41 milioni) e a €170 milioni di passività (di cui passività correnti €72 milioni); (ii) l'accordo di cessione di un asset oil&gas in Congo, il cui valore di iscrizione ammonta a €354 milioni di attività (di cui attività correnti €24 milioni) e a €170 milioni di passività non correnti.

22 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

(€ milioni)	Risultato netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2025	2024	30.06.2025	31.12.2024
Eni Marine Services SpA			1.706	1.924
Gruppo Enilive	13		877	
Gruppo Eni Plenitude	(1)	32	644	491
Gruppo EniPower	29	28	421	446
Altre			19	2
	41	60	3.667	2.863

Il 6 marzo 2025 Eni e il fondo di private equity KKR hanno finalizzato l'operazione di investimento da parte di KKR relativo a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive con un incasso complessivo per Eni di €2.968 milioni compreso un aumento di capitale pari a €500 milioni. Successivamente, l'11 aprile 2025 Eni e KKR hanno completato un'operazione analoga alla precedente per un investimento di un ulteriore 5% per il corrispettivo di circa €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Il 31 marzo 2025 è stato perfezionato l'aumento della partecipazione di Energy Infrastructure Partners (EIP) nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva pari al 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di circa €209 milioni che, tenuto conto di €588 milioni versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 milioni.

Le intereszenze di terzi relative alla Eni Marine Services SpA sono riferite alle obbligazioni subordinate perpetue emesse in dollari USA nel terzo trimestre 2024 per finanziare un progetto d'investimento di interesse Eni. Le obbligazioni subordinate perpetue sono state rilevate nelle intereszenze 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 2025 è stato adeguato

al cambio puntuale EUR/USD rilevando una diminuzione di circa €200 milioni.

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	30.06.2025	31.12.2024
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.430	32.552
Riserva per differenze cambio da conversione	2.266	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.249	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	1.635	2.883
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(92)	(612)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(91)	(91)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	54	28
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	164	160
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	79
Azioni proprie	(1.635)	(2.883)
Utile netto	1.715	2.624
	49.738	52.785

Capitale sociale

Al 30 giugno 2025, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2024) ed è rappresentato da n. 3.146.765.114 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.284.490.525 azioni ordinarie al 31 dicembre 2024).

Il 14 maggio 2025, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2025, stabilito in €1,05 per azione da regolarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2025 (€0,26 per azione), novembre 2025 (€0,26 per azione), marzo 2026 (€0,26 per azione) e maggio 2026 (€0,27 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 2026, all'acquisto massimo di un numero di 315.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 315.000.000 azioni proprie che verranno acquistate in forza dell'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2025 sono state acquistate n. 22.236.260 azioni proprie per un controvalore complessivo di €300 milioni.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5.249 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2024).

A gennaio Eni ha emesso due bond ibridi per l'ammontare nominale complessivo di €1,5 miliardi per riacquistare un analogo bond prossimo alla reset date il cui ammontare outstanding alla data di bilancio era €1,5 miliardi. In esecuzione dell'offerta di riacquisto del bond outstanding, circa l'83% dei titoli in circolazione sono stati ceduti a Eni per l'ammontare di circa €1,25 miliardi.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €1.635 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024) e sono rappresentate da n. 113.846.587 azioni ordinarie Eni (n. 203.137.967 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2024) possedute da Eni SpA.

Nel primo semestre 2025, sono state acquistate n. 48.434.031 azioni proprie per un controvalore complessivo di €660 milioni e sono state cancellate n. 137.725.411 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.908 milioni.

23 Altre informazioni

Informazioni supplementari del rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2024
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti	
Attività correnti	800
Attività non correnti	3.742
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(411)
Passività correnti e non correnti	(2.149)
Effetto netto degli investimenti	1.982
Goodwill	29
Interessenza di terzi	
Totale prezzo di acquisto	2.011
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(169)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.842

Business Combination

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2024 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	Enilive - Atenoil (Allocazione provvisoria)	Enilive - Atenoil (Allocazione definitiva)
Attività correnti	5	5
Immobili, impianti e macchinari	14	30
Goodwill	28	23
Altre attività non correnti	23	17
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(10)	(10)
Passività correnti e non correnti	(10)	(15)
Totale prezzo di acquisto	50	50

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination acquisite nel 2024 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.

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 2024.

Gestione dei rischi finanziari

Per la gestione dei rischi finanziari si fa rinvio a quanto riportato nella Relazione Finanziaria Annuale 2024.

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

Rischio di mercato

Al 30 giugno 2025 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- invariato rispetto al 31 dicembre 2024.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel primo semestre 2025 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2024) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, 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)

(€ milioni)	I semestre 2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	10,3	5,1	8,4	9,6	13,0	3,9	6,0	7,5
Tasso di cambio ^(a)	8,0	0,1	2,9	1,6	5,5	0,1	1,7	0,7

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le strutture di Finanza operativa di gruppo.

(Value at Risk - approccio simulazione storica)

(€ milioni)	I semestre 2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	34,9	6,3	22,9	15,4	69,7	6,2	24,1	6,3
Trading ^(b)	1,1	0,3	0,6	0,6	1,7	0,2	0,5	0,3

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, EE-REVT, Plenitude, Eni Trade & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). 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, EE-REVT 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 (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

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

(€ milioni)	I semestre 2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,2	0,4	0,6

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

(\$ milioni)	I semestre 2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1

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 2025 il programma risulta utilizzato per circa €14 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 Baa1 con outlook Positivo 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. Nel corso del primo semestre 2025 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Positivo a valle del miglioramento dell'outlook del rating Italia.

Al 30 giugno 2025, Eni dispone di linee di credito committed per €9 miliardi interamente disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

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
	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	
Passività finanziarie	6.753	2.350	2.815	5.465	1.915	9.689	28.987
Passività per beni in leasing	692	856	701	544	435	2.440	5.668
Passività per strumenti finanziari derivati	929	82	17	10	5	10	1.053
	8.374	3.288	3.533	6.019	2.355	12.139	35.708
Interessi su debiti finanziari	364	731	707	589	413	2.893	5.697
Interessi su passività per beni in leasing	164	272	231	194	167	643	1.671
	528	1.003	938	783	580	3.536	7.368
Garanzie finanziarie	942						942

La passività per beni in leasing comprensive della quota interessi è riferibile per €824 milioni (925 milioni al 31 dicembre 2024) 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.

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

(€ milioni)	Anni di scadenza		
	2025	Oltre	Totale
Debiti commerciali	12.378		12.378
Altri debiti e anticipi	6.008	179	6.187
	18.386	179	18.565

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 terminazione 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 quadriennale 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 2025 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	579	713	651	527	469	10.394	13.333
Costi relativi a fondi ambientali	526	670	450	336	329	1.242	3.553
Impegni di acquisto ^(b)	9.067	20.814	16.180	14.454	12.262	58.792	131.569
- Gas							
Take-or-pay	7.886	19.656	15.800	14.172	12.006	58.373	127.893
Ship or pay	346	531	280	260	237	381	2.035
- Altri impegni di acquisto	835	627	100	22	19	38	1.641
Totale ^(c)	10.172	22.197	17.281	15.317	13.060	70.428	148.455

(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 ai costi di abbandono e ripristino siti direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per €394 milioni.

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	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
30.06.2025			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	17.301	4.087	13.214
Altre attività correnti	5.803	1.345	4.458
Altre attività non correnti	2.754	20	2.734
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	22.473	4.087	18.386
Altre passività correnti	6.613	1.345	5.268
Altre passività non correnti	3.169	20	3.149
31.12.2024			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	21.330	4.429	16.901
Altre attività correnti	5.182	1.520	3.662
Altre attività non correnti	4.012	1	4.011
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	26.521	4.429	22.092
Altre passività correnti	6.569	1.520	5.049
Altre passività non correnti	4.450	1	4.449

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €4.087 milioni (€4.429 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.365 milioni (€1.508 milioni al 31 dicembre 2024).

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 2025 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 2024 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.

Ad eccezione di quanto indicato nel successivo paragrafo, nel primo semestre 2025 non si sono registrati sviluppi significativi in relazione ai procedimenti legali e arbitrali di cui il Gruppo è parte, tra i quali in particolare: (i) il procedimento relativo all’incidente verificatosi lo scorso dicembre presso il deposito di carburanti di Calenzano, che è pendente nella fase delle indagini preliminari con l’esperienza dell’incidente probatorio, per il quale è outstanding un fondo rischi; (ii) gli arbitrati promossi dalla Repubblica del Kazakistan nei confronti dei consorzi di compagnie petrolifere internazionali che operano rispettivamente i giacimenti di Karachaganak (quota Eni 29,25%) ai sensi del Final Production Sharing Agreement, e di Kashagan (quota Eni 16,67%) ai sensi del North Caspian Sea Production Sharing Agreement in relazione a tematiche di cost recovery e altre richieste. 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.

Di seguito sono descritti i procedimenti che hanno avuto sviluppi significativi nel primo semestre del 2025 fino alla data di pubblicazione della presente relazione di Eni.

(i) Eni SpA – Procedimento dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nei confronti di Eni SpA per presunta intesa illecita sul valore della “componente bio” dei carburanti per autotrazione. E’ pendente un procedimento promosso dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) nei confronti di Eni SpA e, dall’1/1/2023 della controllata Enilive SpA conferitaria dell’attività di vendita retail di carburanti, per un’asserita intesa con i concorrenti sul costo della componente bio dei carburanti venduti in Italia, in violazione della normativa antitrust, attuata secondo l’Autorità attraverso scambio di informazioni e altre iniziative finalizzati a coordinare i prezzi finali di vendita. L’Autorità ha formalizzato tale impianto accusatorio a conclusione della fase istruttoria, a seguito della quale Eni ha recentemente depositato le proprie memorie difensive. Il procedimento è previsto concludersi entro il terzo trimestre 2025.

(ii) Novamont SpA – Procedimento dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nei confronti di Novamont SpA e Eni SpA per presunto abuso di posizione dominante nel mercato dei bio-compound. Nel 2024 l’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento nei confronti di Novamont SpA, dandone comunicazione alla controllante Eni SpA, per asserito abuso di posizione dominante nel mercato delle bioplastiche, in particolare i biocompound per la realizzazione di sacchetti di plastica destinati alla grande distribuzione. Il 24 giugno 2025, l’AGCM confermando gli addebiti formalizzati a conclusione della fase istruttoria nei confronti di Novamont e di Eni SpA, quest’ultima per il periodo successivo alla data di acquisizione del controllo (18 ottobre 2023), ha irrogato una sanzione amministrativa di complessivi €32 milioni (di cui circa 2 milioni in solido alle due società) per gli asseriti abusi di posizione dominante nei mercati di riferimento nel periodo 1° gennaio 2018 - 31 dicembre 2023. L’AGCM ha diffidato Novamont ed Eni a interrompere i comportamenti distorsivi dandone prova all’Autorità entro un termine indicato. La Società ritiene di avere validi elementi di difesa a sostegno della correttezza del proprio operato da far valere nelle successive fasi di opposizione al provvedimento dell’AGCM. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo.

(iii) Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela. Si è concluso il procedimento penale promosso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti delle controllate Eni Rewind SpA/Raffineria di Gela SpA e di alcuni loro dipendenti avente a oggetto presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti, nell’ambito delle attività di decommissioning e bonifica di alcune aree dismesse della Raffineria di Gela eseguite da Eni Rewind anche per conto di altre società coinsediate. A esito del dibattimento di primo grado e sulla base di evidenze sul puntuale adempimento delle prescrizioni normative nello svolgimento delle bonifiche, il 29 gennaio 2025, il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La sentenza non è stata impugnata ed è dunque passata in giudicato.

25 Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enlive	Plenitude	Corporate e Altre attività	Totale
I semestre 2025							
Ricavi da clienti terzi	17.984	6.541	2.885	8.216	5.580	126	41.332
Ricavi per area geografica:							
Italia	328	3.832	1.753	5.257	3.921	68	15.159
Resto dell'Unione Europea	1.518	1.813	754	2.328	1.639	37	8.089
Resto dell'Europa	6.140	139	109	358			6.746
Americhe	2.897		62	55	9	1	3.024
Asia	3.787	745	180	208	10	6	4.936
Africa	3.299	12	25	10		14	3.360
Altre aree	15		2		1		18
	17.984	6.541	2.885	8.216	5.580	126	41.332
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- 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		2.204		9.601
- Vendita prodotti petrolchimici			1.723				1.723
- Vendita di energia elettrica		1.268	1		2.125		3.394
- Vendita altri prodotti	32	1	182	37	26	31	309
- Servizi	210	305	170	216	1.225	95	2.221
	17.984	6.541	2.885	8.216	5.580	126	41.332
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	17.771	6.468	2.838	8.216	5.575	119	40.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	213	73	47		5	7	345
I semestre 2024							
Ricavi da clienti terzi	20.194	6.688	3.120	9.377	5.181	91	44.651
Ricavi per area geografica:							
Italia	323	3.791	1.765	6.218	3.619	39	15.755
Resto dell'Unione Europea	1.643	1.453	884	2.472	1.541	2	7.995
Resto dell'Europa	6.268	843	130	411		13	7.665
Americhe	4.006		137	80	10	2	4.235
Asia	3.652	594	172	183	10	10	4.621
Africa	4.290	7	28	13		25	4.363
Altre aree	12		4		1		17
	20.194	6.688	3.120	9.377	5.181	91	44.651
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- Vendita greggi	14.337						14.337
- Vendita prodotti petroliferi	2.253		812	9.114			12.179
- Vendita gas naturale e GNL	3.199	5.588			2.017		10.804
- Vendita prodotti petrolchimici	175		1.945				2.120
- Vendita di energia elettrica		946			1.915		2.861
- Vendita altri prodotti	31		176	43	21	2	273
- Servizi	199	154	187	220	1.228	89	2.077
	20.194	6.688	3.120	9.377	5.181	91	44.651
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	19.977	6.639	3.078	9.377	5.181	34	44.286
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	217	49	42			57	365

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 2025	I semestre 2024
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.189	26.362
Costi per servizi	6.096	6.313
Costi per godimento di beni di terzi	692	735
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	247	368
Altri oneri	879	793
	33.103	34.571
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(239)	(123)
	32.864	34.448

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 €86 milioni (€81 milioni nel primo semestre 2024).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Costo lavoro	1.759	1.731
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(65)	(70)
	1.694	1.661

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

27 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	5.361	2.830
Oneri finanziari	(5.812)	(3.435)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	111	202
Strumenti finanziari derivati	(70)	85
	(410)	(318)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(367)	(377)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	120	188
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(9)	14
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(131)	(197)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(183)	(155)
Interessi attivi verso banche	103	154
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	95	73
	(372)	(300)
Differenze attive (passive) di cambio	103	(43)
Strumenti finanziari derivati	(70)	85
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	57
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	18	3
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(163)	(96)
Altri proventi (oneri) finanziari	1	(24)
	(71)	(60)
	(410)	(318)

(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 2025	I semestre 2024
Dividendi	100	85
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita		185
Altri proventi (oneri) netti	6	(17)
	106	253

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €52 milioni (€53 milioni nel primo semestre 2024).

29 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Imposte correnti	1.989	2.387
Imposte differite e anticipate nette	90	478
	2.079	2.865

Il tax rate del primo semestre 2025 è stato del 54,2% (59,7% nel primo semestre 2024). La maggiore tassazione rispetto all'aliquota fiscale IRES vigente in Italia del 24% è dovuta essenzialmente alla maggiore tassazione delle imprese estere del settore Exploration & Production (+26,9%).

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 2025 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2020-2022 e 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.

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

Ai fini della determinazione dell'utile per azione diluito, l'utile netto del periodo di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e 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 2025	I semestre 2024
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.056.156.097	3.196.349.382
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		5.621.740	5.983.729
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		56.975.836	56.975.836
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.118.753.673	3.259.308.947
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	1.715	1.872
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(116)	(55)
Utile netto di competenza Eni per utile semplice	(€ milioni)	1.599	1.817
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	15	15
Utile netto di competenza Eni per utile diluito	(€ milioni)	1.614	1.832
Utile per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,52	0,57
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,52	0,56

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.

La struttura organizzativa è imperniata su tre raggruppamenti di settori operativi:

- "Chief Transition & Financial Officer" con l'obiettivo di valorizzare le attività relative alla transizione e di coordinarne i piani di sviluppo e di integrazione commerciale;
- "Global Natural Resources" con l'obiettivo di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore Oil & Gas attraverso l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve, la commercializzazione di gas/GNL equity e di terzi e la gestione attiva del portafoglio, integrando le attività di trading e di generazione di energia da impianti termoelettrici;
- "Industrial Transformation" con l'obiettivo di completare la ristrutturazione e la riconversione dei business downstream oil e della chimica.

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 rispetto ai raggruppamenti descritti. 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 2025 sono stati definiti considerando i settori operativi che confluiscono nei tre raggruppamenti, 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 e Chimica:** 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.
- **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 e conservazione delle foreste (REDD+), 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.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
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
Risultato operativo	3.446	1.358	(1.302)	174	64	3.740	(539)	289	3.490
I semestre 2024									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	28.159	8.464	11.191	10.739	5.207	63.760			
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.965)	(1.776)	(8.071)	(1.362)	(26)	(19.200)			
Ricavi da terzi	20.194	6.688	3.120	9.377	5.181	44.560	91		44.651
Risultato operativo	3.745	(684)	(173)	312	834	4.034	237	(20)	4.251

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enlive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2025									
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.764	5.703	6.711	6.083	12.209	91.470	3.016	(297)	94.189
Attività non direttamente attribuibili ^(b)									42.021
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.084	5.079	4.556	3.178	4.654	35.551	5.561	(175)	40.937
Passività non direttamente attribuibili ^(b)									41.868
31.12.2024									
Attività direttamente attribuibili ^(a)	67.572	7.421	7.228	5.893	13.588	101.702	2.712	(457)	103.957
Attività non direttamente attribuibili ^(b)									42.982
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.627	7.230	4.253	2.995	5.883	40.988	4.881	(49)	45.820
Passività non direttamente attribuibili ^(b)									45.471

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

(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:

- 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;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

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

Denominazione (€ milioni)	30.06.2025			I semestre 2025		
	Credit e altre attività	Debit e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	120			162	
Cardón IV SA	1	49		2		
Coral FLNG SA	14		1.251	9		
Gruppo Azule	92	165	2.964	36	679	
Gruppo Saipem	40	168	9	2	311	
Gruppo SeaCorridor	95	23		1	165	
Gruppo Vårgrønn	1		873	1		
In Salah Gas Ltd		13			83	
Ithaca Energy Plc	130	135			164	(343)
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	168			512	
Mellitah Oil & Gas BV	54	134			395	
Petrobel Belayim Petroleum Co	17	463		1	364	
Società Oleodotti Meridionali SpA	23	492		14	10	
Société Centrale Electrique du Congo SA	76			44		
Vår Energi ASA	28	792	1.953	33	2.520	
Altre (*)	90	85	130	37	179	
	677	2.807	7.180	180	5.544	(343)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			173			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	166	3		4		
Altre	18	9	11	12	6	
	184	12	184	16	6	
	861	2.819	7.364	196	5.550	(343)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	46	136		21	379	2
Gruppo Italgas	1	47		5	355	
Gruppo Sharn	178	184		4	602	
Gruppo Terna	125	121		177	169	1
GSE - Gestore Servizi Energetici	157	160		1.105	902	157
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	1			69		
Altre (*)	24	65		52	31	
	532	713		1.433	2.438	160
Altri soggetti correlati						
	2	3			17	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»						
	182	211		20	271	
Totale	1.577	3.746	7.364	1.649	8.276	(183)

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

Denominazione	31.12.2024			I semestre 2024		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	4	126			130	
Cardón IV SA	1	77		2	(1)	
Coral FLNG SA	12		1.411			
Gruppo Azule	59	399	3.343	33	1.155	
Gruppo Saipem	41	186	9	4	435	
Gruppo SeaCorridor	105	27			156	
Gruppo Vårgrønn	1		886			
Ithaca Energy Plc	188	76				
Karachaganak Petroleum Operating BV	31	292			603	
Mellitah Oil & Gas BV	56	52		3	183	
Petrobel Belayim Petroleum Co	23	509			328	
Società Oleodotti Meridionali SpA	12	491		10	3	
Société Centrale Electrique du Congo SA	97			50		
Vår Energi ASA	30	828	1.918	26	2.666	(34)
Altre (*)	69	87	120	52	116	
	729	3.150	7.687	180	5.774	(34)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			195			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	161	3		5		
Altre	16	7	11	14	6	
	177	10	206	19	6	
	906	3.160	7.893	199	5.780	(34)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	33	153		22	379	(23)
Gruppo Italgas	1	186		4	327	
Gruppo Snam	196	436		87	702	
Gruppo Terna	104	116		194	123	2
GSE - Gestore Servizi Energetici	201	110		828	822	165
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	13			119		
Altre (*)	26	91		36	28	
	574	1.092		1.290	2.381	144
Altri soggetti correlati						
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	1	3		1	14	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	316	316		22	264	
Totale	1.797	4.571	7.893	1.512	8.439	110

(*) 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;
- il debito residuo per il pagamento del corrispettivo per la cessione dei crediti di Cardón IV SA;
- 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;
- 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 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 realizzata lo scorso esercizio, l'acquisto di greggi e condensati e la stipula di contratti derivati su commodity dal gruppo Ithaca Energy Plc;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- 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;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- 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 e l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica 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, comprensive delle agevolazioni tariffarie riconosciute alla clientela e rimborsate dai distributori, 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, 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 €3 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni – FISDE per €3 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni e crediti per €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	30.06.2025			I semestre 2025		
	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
(€ milioni)						
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	471			9		
Coral South FLNG DMCC			1.365			
Gruppo Saipem		364			11	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.867	415		69	8	
Altre (*)	57	62		22	3	
	2.395	841	1.365	100	22	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	36	60	1	1	1	
	36	60	1	1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		52			1	
Altre	1	30		1	3	4
	1	82		1	4	4
Altri soggetti correlati		2				
Totale	2.432	985	1.366	102	27	4

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

Denominazione	31.12.2024			I semestre 2024		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
(€ milioni)						
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	522			1	6	
Coral South FLNG DMCC			1.539			
Gruppo Saipem		222			3	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.769	58		65	4	
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd	60					
Altre	37	39	2	18	23	
	2.388	319	1.541	84	36	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	40	36			1	
	40	36			1	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		53			1	
Altre		7		1	1	(12)
		60		1	2	(12)
Altri soggetti correlati		4				
Totale	2.428	419	1.541	85	39	(12)

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;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG;
- 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.

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

- i debiti finanziari per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

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)	30.06.2025			31.12.2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	9.167	1	0,01	8.183		
Altre attività finanziarie correnti	572	48	8,39	1.085	48	4,42
Crediti commerciali e altri crediti	13.214	1.367	10,35	16.901	1.601	9,47
Altre attività correnti	4.458	61	1,37	3.662	54	1,47
Altre attività finanziarie non correnti	3.337	2.383	71,41	3.215	2.380	74,03
Altre attività non correnti	2.734	149	5,45	4.011	142	3,54
Passività finanziarie a breve termine	4.545	538	11,84	4.238	136	3,21
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.760	302	6,34	4.582	21	0,46
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.123	49	4,36	1.279	152	11,88
Debiti commerciali e altri debiti	18.386	3.183	17,31	22.092	4.017	18,18
Altre passività correnti	5.268	64	1,21	5.049	34	0,67
Passività finanziarie a lungo termine	19.855	72	0,36	21.570	79	0,37
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.585	24	0,52	5.174	31	0,60
Altre passività non correnti	3.149	499	15,85	4.449	520	11,69

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

(€ milioni)	I semestre 2025			I semestre 2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	41.332	1.529	3,70	44.651	1.412	3,16
Altri ricavi e proventi	754	120	15,92	1.575	100	6,35
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(32.864)	(8.282)	25,20	(34.448)	(8.444)	24,51
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(150)	(1)	0,67	(76)		
Costo lavoro	(1.694)	7	..	(1.661)	5	..
Altri proventi (oneri) operativi	436	(183)	..	(298)	110	..
Proventi finanziari	5.361	102	1,90	2.830	85	3,00
Oneri finanziari	(5.812)	(27)	0,46	(3.435)	(39)	1,14
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	106	4	3,77	253	(12)	..

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

(€ milioni)	I semestre 2025	I semestre 2024
Ricavi e proventi	1.649	1.512
Costi e oneri	(7.192)	(7.482)
Altri proventi (oneri) operativi	(183)	110
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	691	(215)
Interessi	63	55
Flusso di cassa netto da attività operativa	(4.972)	(6.020)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.083)	(957)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	122	(48)
Variazione crediti finanziari	(294)	(150)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.255)	(1.155)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	294	1
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	294	1
Variazione disponibilità liquide e equivalenti	1	2
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.933)	(7.174)

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

(€ milioni)	I semestre 2025			I semestre 2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.902	(4.972)	..	6.475	(6.020)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.405)	(1.255)	28,49	(5.705)	(1.155)	20,25
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(309)	294	..	(800)	1	..

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2025 e nel 2024 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel primo semestre 2025 e nel 2024 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre ad eccezione di quanto già illustrato nelle note precedenti.

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 2025, nel corso del primo semestre 2025.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2025 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 2025:
 - 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.

24 luglio 2025

/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 della
Eni SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del 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 della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2025. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea. 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 n° 10867 del 31 luglio 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.

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 2025 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Roma, 6 agosto 2025

PricewaterhouseCoopers SpA



Massimo Rota
(Revisore legale)

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 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 -
Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011
556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - Trieste 34125 Via Cesare
Ballisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via
Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Ponteladolfo 9 Tel. 0444 393311

3

ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2025	102
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel primo semestre 2025	103

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 30 GIUGNO 2025

Al 30 giugno 2025, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	98	293	391						
Imprese consolidate joint operation				4	7	11			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	12	64	76	25	82	107			
Valutate con il metodo del costo	4	3	7	5	24	29			
Valutate con il metodo del fair value							3	20	23
	16	67	83	30	106	136	3	20	23
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		2	2		3	3			
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	8	9			
	0	2	2	1	11	12			
Totale	114	362	476	35	124	159	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. 6)

Eni Natural Energies Kenya EPZ Ltd	Kinango	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Natural Energies Vietnam Llc	Ho Chi Minh City	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
PT Eni Natural Energies Indonesia	Jakarta	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Sandrini 100 Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Costituzione
Sandrini 200 Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Costituzione
Tecnofilm SpA	Sant'Elpidio a Mare (FM)	Chimica	Sopravvenuta rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 17)

Asian Compounds Ltd	Hong Kong	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Bondco Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy Capital Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy Exploration BV	L'Aja	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy France SAS	Neuilly-Sur-Seine	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Hydrogen Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy International SAS	Neuilly-Sur-Seine	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Insurance DAC	Dublino	Corporate e società finanziarie	Fusione
Eni Krueng Mane Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Lebanon BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Maroc BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Finproject Asia Ltd	Hong Kong	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
HLS Bonete Topco SLU	Madrid	Plenitude	Fusione
Petroven Srl	Genova	Refining	Fusione
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Versalis Zeal Ltd	Takoradi	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza



Eni SpA

[Sede Legale](#)

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 30 giugno 2025: € 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

