

Relazione
Finanziaria
Semestrale

Consolidata al
30 giugno 2024





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 2024

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	19

2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	54
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	60
Attestazione del management	97
Relazione della Società di revisione	98

3. ALLEGATI

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2024	102
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre	149

1

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Highlights	4
Principali dati quantitativi ed economico-finanziari	6
ANDAMENTO OPERATIVO	
Exploration & Production	8
Global Gas & LNG Portfolio	11
Enilive e Plenitude	13
Refining, Chimica e Power	17
COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI	
Commento ai risultati economico-finanziari	19
Fattori di rischio e incertezza	42
Evoluzione prevedibile della gestione	50
Altre informazioni	51

Highlights

Highlights strategici e finanziari

I rilevanti progressi nell'esecuzione della strategia si sostanziano nel conseguimento di traguardi chiave. Nel primo semestre '24, Eni ha realizzato una crescita efficiente e una razionalizzazione del portafoglio, mantenendo la disciplina finanziaria.

- L'accordo con Ithaca Energy creerà un'aggregazione aziendale innovativa, combinando due portafogli di attività molto complementari, costituendo un nuovo satellite, operatore leader nello UKCS, in grado di generare crescita e valore sfruttando sinergie tecniche e finanziarie.
- Inoltre, nell'ambito dell'obiettivo di miglioramento della qualità del portafoglio E&P e disinvestimento di attività marginali, è stato definito l'accordo di dismissione delle attività in Alaska ed è in fase di perfezionamento la vendita delle attività nell'onshore della Nigeria.
- Firmato un accordo di esclusiva con KKR per valorizzare il 20-25% di Enilive, con la previsione di finalizzare l'operazione entro fine anno. La vendita prevede una valorizzazione della società compresa tra €11,5 miliardi e €12,5 miliardi e, in modo simile all'operazione finalizzata nel primo trimestre da Plenitude, concorrerà a finanziare la crescita e confermerà il valore che Eni sta creando.
- Costituita una joint venture tra Enilive, Petronas e Euglena Co. Ltd per costruire e gestire una bioraffineria all'interno del sito industriale Pengerang in Malesia, strategicamente vicino alle fonti di approvvigionamento di materie prime e con facile accesso alle principali rotte marittime internazionali. L'impianto, basato sulla tecnologia Ecofining™ e con una capacità di circa 650.000 tonnellate/anno, è previsto entrare in produzione entro il secondo semestre del 2028 e produrrà SAF, HVO e bio-nafta, destinati al settore aereo e a quello dei trasporti su strada. Tale joint venture si aggiunge a quella costituita per la costruzione di una nuova bioraffineria in Corea del Sud.
- Enilive e Plenitude sono due business che godono di vantaggi competitivi nella transizione e che sono in grado di generare elevata crescita e valore. Enilive ha più che raddoppiato le lavorazioni bio rispetto al 2023, mentre Plenitude ha incrementato la capacità installata di generazione rinnovabile del 24% rispetto allo scorso semestre.
- Oltre a rafforzare l'Azienda e a incrementarne il valore, Eni è impegnata ad attuare una politica di distribuzione che sia attrattiva e competitiva. A maggio è stato avviato il programma 2024 di acquisto di azioni proprie dell'ammontare previsto di €1,6 miliardi da eseguirsi entro aprile 2025. Al 19 luglio sono state acquistate circa 21 milioni di azioni con un esborso di €0,3 miliardi. Considerato l'avanzamento superiore alle nostre aspettative del piano di dismissioni, puntiamo ad accelerare il ritmo degli acquisti rispetto alle assunzioni iniziali.

Nel semestre sono stati conseguiti risultati eccellenti nonostante andamenti contrastanti di mercato con migliori prezzi di realizzo del greggio compensati da prezzi del gas in diminuzione, margini di raffinazione favorevoli anche se in flessione, e deboli margini nella chimica.

- Il Gruppo ha registrato ottimi risultati con un utile operativo proforma adjusted di €8,2 miliardi ed un utile netto adjusted di €3,1 miliardi. Il flusso di cassa adjusted prima del capitale circolante è stato pari a €7,8 miliardi, grazie alla robusta gestione industriale sostenuta dall'efficacia operativa, dalla crescita, dagli asset di valore e dalla disciplina finanziaria. Il tax rate di Gruppo è stato pari al 52% trainato dal contributo upstream. In particolare:
 - E&P ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €6,9 miliardi (+3% vs primo semestre '23) supportato dalla crescita della produzione del 5% pari a 1,73 milioni boe/g e dalle azioni di efficienza con effetti positivi sugli utili;
 - GGP registra un utile proforma adjusted di €0,66 miliardi, grazie alle continue iniziative di ottimizzazione di portafoglio sia gas che GNL;
 - Enilive ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €0,30 miliardi grazie alla crescita delle produzioni delle bioraffinerie e alla positiva performance del marketing, in parte compensata dalla riduzione dei margini per i biocarburanti. Plenitude con utile operativo proforma adjusted di €0,39 miliardi, in crescita del 48% rispetto al primo semestre '23, ha beneficiato della migliore performance del business retail e dell'entrata a regime di nuova capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi prodotti;
 - Refining, con utile operativo proforma adjusted di €0,28 miliardi, in leggera riduzione rispetto al periodo di confronto, come risultato di margini di raffinazione più deboli e delle minori lavorazioni. Il business della chimica gestito da Versalis ha registrato una perdita di €0,39 miliardi e riflette condizioni di mercato eccezionalmente avverse.

- Complessivamente, nel primo semestre '24, Eni ha generato un flusso di cassa operativo di €7,8 miliardi, coprendo in larga parte il fabbisogno organico degli investimenti di €4,1 miliardi. Il free cash flow organico di €3,7 miliardi ha consentito di coprire la remunerazione degli Azionisti pari a €2 miliardi e unitamente ai proventi da cessioni relativi principalmente a Plenitude e Saipem per circa €1 miliardo hanno ridotto l'indebitamento finanziario netto a €12,1 miliardi dopo l'elevato livello che si era accumulato nella prima parte dell'anno per effetto dell'acquisizione di Neptune (€2,3 miliardi).
- Da evidenziare il leverage tornato su di un andamento discendente a 0,22 al 30 giugno 2024.

Performance Operativa

- La produzione di idrocarburi di 1,726 milioni di boe/giorno è in crescita di circa il 5% rispetto al primo semestre 2023. La produzione è stata sostenuta dall'acquisizione di Neptune (circa 120 mila boe/giorno), dai ramp-up del progetto Baleine in Costa d'Avorio e Mozambico, dal maggior contributo della Libia, parzialmente compensati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi. Nel primo semestre, aggiunte circa 1 miliardo di boe di nuove risorse alla reserve base grazie principalmente alle scoperte Costa d'Avorio, Cipro e Messico.
- Nell'ambito dello sviluppo dei business legati alla transizione, al 30 giugno 2024, la capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo è pari a 3,1 GW, +0,6 GW rispetto al 30 giugno 2023 (2,5 GW) ed è riferita essenzialmente a Plenitude. Nel semestre i volumi di lavorazione bio pari a 676 mila tonnellate sono in aumento di circa il 150% rispetto al periodo di confronto. I maggiori volumi processati hanno beneficiato dell'entrata a regime della bioraffinazione di Chalmette, nonché delle maggiori lavorazioni presso le bioraffinerie di Gela e Venezia.
- Al 30 giugno 2024, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 20,4 mila unità, +23% rispetto al 30 giugno 2023 (16,6 mila unità) e in aumento dell'8% rispetto a fine 2023 (19 mila unità al 31 dicembre 2023).

Performance e iniziative ESG

- TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) della forza lavoro è stato impattato da maggiori infortuni occorsi a personale contrattista.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1): in riduzione rispetto al primo semestre 2023, per effetto del calo delle emissioni nei business GGP, Power e Refining, in parte compensato dall'incremento nel business Exploration & Production, dovuto all'acquisizione di Neptune Energy e allo start-up in Costa d'Avorio.
- Emissioni dirette di metano (Scope 1): in riduzione rispetto al primo semestre 2023.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine: in riduzione rispetto al primo semestre 2023.
- Volumi totali di oil spill (>1 barile): in significativa riduzione a seguito dei minori oil spill operativi nonché dei minori atti di sabotaggio.
- Acqua di formazione reiniettata upstream: in aumento rispetto al primo semestre 2023, come conseguenza sia della cessione di alcuni asset offshore in Congo sia per l'incremento delle acque reiniettate in Egitto (Melehia).
- In occasione del "Summit on Clean Cooking in Africa" organizzato dalla Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), Eni ha riaffermato il suo impegno a promuovere in Africa l'accesso a sistemi di cottura più moderni, attraverso la distribuzione di fornelli migliorati a 10 mln di persone in Africa sub-sahariana entro il 2027 e raggiungere 20 mln di persone con soluzioni di cottura avanzate entro il 2030. Eni ha inoltre aderito alla "Clean Cooking Declaration: Making 2024 the pivotal year for Clean Cooking" per accelerare l'accesso universale a sistemi di cottura più moderni, essenziali per assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e sostenibili.
- International Finance Corporation (IFC) e il Fondo Italiano per il Clima hanno annunciato un investimento di \$210 mln nella controllata Eni Kenya BV per espandere la produzione di materie prime vegetali come feedstock per i biocarburanti avanzati, sostenendo la decarbonizzazione dei trasporti e garantendo al tempo stesso il sostentamento di fino a 200.000 piccoli coltivatori di oleaginose keniani.
- In collaborazione con Biocarbon Partners (BCP), è stato lanciato il progetto Great Limpopo, la più grande iniziativa mai sviluppata in Mozambico per proteggere le foreste e contrastare le cause di deforestazione in linea con il quadro REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite. Il programma mira a preservare le foreste in un'area fino a 4 milioni di ettari in 4 province del Mozambico coinvolgendo oltre 320.000 persone.
- Presentati i progetti di riqualificazione agricola e di biomonitoraggio ambientale legati ad Agrivanda, iniziativa Eni gestita da FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei), nata nel 2018 a Viggiano, nelle aree adiacenti il Centro Olio Val d'Agri.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI		Primo Semestre	
		2024	2023
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	44.651	46.776
Utile (perdita) operativo		4.251	4.275
Utile (perdita) operativo adjusted		6.212	8.022
Utile operativo proforma adjusted ^(a)		8.223	10.101
- società consolidate		6.212	8.022
Dettaglio per settore di attività			
E&P		6.852	6.631
Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		659	2.563
Enilive e Plenitude		689	605
Refining, Chimica e Power		(58)	214
Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		81	88
Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		6.544	8.654
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		3.101	4.842
per azione ^(c)	(€)	0,94	1,43
per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	2,03	3,09
Utile (perdita) netto ^(b)		1.872	2.682
per azione ^(c)	(€)	0,56	0,78
per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	1,21	1,69
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	3.476	2.266
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	6.475	7.425
Investimenti tecnici		3.952	4.676
di cui: ricerca esplorativa		280	366
sviluppo riserve di idrocarburi		2.589	3.511
Totale attività a fine periodo		147.625	140.420
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.219	55.528
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16 ^(a)		17.454	12.941
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 ^(a)		12.113	8.215
Capitale investito netto		72.673	68.469
di cui: Exploration & Production		54.287	50.908
Global Gas & LNG Portfolio		(168)	615
Enilive e Plenitude		9.806	8.946
Refining, Chimica e Power		8.611	8.118
Leverage ante IFRS 16	(%)	22	15
Leverage post IFRS 16		32	23
Gearing		24	19
Coverage		13,4	17,6
Current ratio		1,3	1,4
Debt coverage		37,1	57,4
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	14,35	13,18
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.196,3	3.341,7
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	46	45

(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 (WMR).

(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	
		2024	2023
Exploration & Production	(numero)	9.342	8.793
Global Gas & LNG Portfolio		662	683
Enilive e Plenitude		5.924	5.409
Refining, Chimica e Power		11.487	10.821
Corporate e altre attività		6.829	6.718
Totale dipendenti gruppo		34.244	32.424
di cui: - donne		9.387	8.630
- all'estero		12.210	11.223
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)	(%)	29,3	29,0

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)		Primo Semestre	
		2024	2023
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,38
<i>dipendenti</i>		0,39	0,49
<i>contrattisti</i>		0,42	0,33
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	19,1	19,6
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	22,1	26,0
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine upstream	(miliardi di Sm ³)	0,4	0,5
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	2,2	10,4
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		2,1	2,8
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	79	73

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

DATI OPERATIVI		Primo Semestre	
EXPLORATION & PRODUCTION		2024	2023
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.726	1.638
<i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di barili/giorno)	787	769
<i>gas naturale</i>	(milioni di metri cubi/giorno)	139	129
Produzione venduta	(milioni di boe)	288	266
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	(\$/boe)	57,83	58,98
Acqua di formazione reiniettata	(%)	63	61
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,80	11,45
Oil spill operativi (>1 barile) ^(b)	(migliaia di barili)	0,1	0,1
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO			
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	24,83	25,99
<i>di cui: in Italia</i>		12,64	12,83
<i>internazionali</i>		12,19	13,16
Vendite GNL		4,9	5,2
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,17	0,59
ENILIVE E PLENITUDE			
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,65
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	676	276
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie ^(c)	(%)	90	59
Quota di mercato rete in Italia		21,1	21,1
Vendite di prodotti petroliferi e bio rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,68	3,64
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	791	786
Clienti retail/business a fine periodo	(mln pdf)	10,1	10,1
Vendite retail e business gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	3,29	3,79
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	8,78	8,81
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	3,1	2,5
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	2,3	2,0
Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	(migliaia)	20,4	16,6
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,30	0,24
REFINING, CHIMICA E POWER			
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	12,2	13,4
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	78	76
Produzioni di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	2.849	2.878
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	51	54
Produzione termoelettrica	(terawattora)	9,23	10,34
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		12,23	13,73
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	6,86	7,34
Emissioni di SO _x (ossido di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	0,85	1,16
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie ^(b)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	224	223
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) ^(b)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	406	396

(a) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati.

(c) Ricalcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

PRODUZIONE E PREZZI

		Primo Semestre		Var. ass.	var %
		2024	2023		
Produzioni					
Petrolio	(migliaia di barili/g)	787	769	18	2,3
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	139	129	10	7,8
Idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.726	1.638	88	5,4
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio	(\$/barile)	76,53	72,06	4,47	6,2
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	264,89	307,61	(42,72)	(13,9)
Idrocarburi	(\$/boe)	57,83	58,98	(1,15)	(1,9)

Nel primo semestre 2024 la **produzione di idrocarburi** di 1,726 milioni di boe/giorno è in crescita di oltre il 5% rispetto al primo semestre 2023. La produzione è stata sostenuta dall'acquisizione di Neptune (circa 120 mila boe/giorno), dalla progressiva regimazione dei progetti Baleine in Costa d'avorio e Coral in Mozambico, dal maggior contributo della Libia, parzialmente compensati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi.

La **produzione di petrolio** è stata di 787 mila barili/giorno, in aumento di oltre il 2% rispetto al primo semestre 2023, principalmente grazie all'acquisizione Neptune, alla crescita in Costa d'Avorio e in Libia, in parte compensati dal declino dei campi maturi.

La **produzione di gas naturale** è stata di 139 milioni di metri cubi/giorno, in aumento dell'8% rispetto al primo semestre 2023, a seguito dell'acquisizione Neptune, della crescita del progetto Coral Floating LNG e del maggior contributo della Libia, in parte compensati dal declino dei campi maturi.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 288 milioni di boe. La differenza di 26 milioni di boe rispetto alla produzione di 314 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (23 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

I **prezzi di realizzo dei liquidi** registrano un andamento sostanzialmente in linea con il benchmark. I **prezzi di realizzo del gas naturale** riflettono la composizione del portafoglio di produzione, con circa il 35% indicizzato ai prezzi del Brent, rispetto al 15% indicizzato ai prezzi degli hub europei. La restante quota di volumi di gas prodotti dalla E&P è venduta a prezzi fissi.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2024	2023
Italia	(migliaia di boe/g)	65	72
Resto d'Europa		258	176
Africa Settentrionale		314	283
Egitto		294	327
Africa Sub-Sahariana		302	288
Kazakhstan		160	164
Resto dell'Asia		201	179
America		129	142
Australia e Oceania		3	7
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.726	1.638
- di cui società in Joint Venture e collegate		392	322
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	288	266

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2024	2023
Italia	(migliaia di barili/giorno)	27	30
Resto d'Europa		139	101
Africa Settentrionale		120	125
Egitto		62	70
Africa Sub-Sahariana		174	168
Kazakhstan		113	115
Resto dell'Asia		89	85
America		63	75
Australia e Oceania			
Produzione di petrolio e condensati		787	769
- di cui società in Joint Venture e collegate		212	175

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2024	2023
Italia	(milioni di metri cubi/giorno)	6	6
Resto d'Europa		18	11
Africa Settentrionale		29	24
Egitto		34	38
Africa Sub-Sahariana		19	18
Kazakhstan		7	7
Resto dell'Asia		16	14
America		10	10
Australia e Oceania			1
Produzione di gas naturale		139	129
- di cui società in Joint Venture e collegate		27	22

(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 (125 e 128 mila boe/giorno nel primo semestre 2024 e 2023, rispettivamente).

SVILUPPI STRATEGICI

Nel corso del semestre, Eni ha proseguito il percorso di miglioramento della qualità del proprio portafoglio attraverso selezionate opzioni di sviluppo e la disciplina finanziaria. Di seguito le principali iniziative:

- Finalizzata la business combination con Neptune Energy, d'intesa con la collegata Vår Energi. L'operazione, caratterizzata da un distintivo disegno strategico e operativo, grazie alla complementarità con il portafoglio Eni di asset e di presenze geografiche, rafforzerà la posizione del Gruppo in paesi chiave quali Indonesia, Algeria e Regno Unito. Tale transazione è coerente con la strategia del Gruppo di crescita del business del gas naturale e dell'offerta di energia affidabile, competitiva e a contenute emissioni.
- Raggiunto un accordo con l'upstreamer indipendente Ithaca Energy di aggregazione aziendale avente a oggetto i portafogli di asset dei due partner nella Piattaforma Continentale UK, caratterizzati da elevata complementarità, costituendo un operatore leader in grado di generare crescita e valore sfruttando le sinergie finanziarie e tecniche. La business combination proposta fa leva sulle competenze acquisite nell'implementazione del distintivo modello satellitare di Eni per adattarsi alle esigenze dei mercati dell'energia in evoluzione.
- In linea con la strategia di ottimizzazione delle attività upstream tramite un ribilanciamento del proprio portafoglio e la dismissione di asset non strategici, è stato definito un accordo vincolante con Hilcorp, una delle maggiori società private americane operanti in Alaska, per la vendita del 100% degli assets di Nikaitchuq e Oooguruk posseduti da Eni in Alaska. Il closing dell'operazione è soggetto all'autorizzazione delle autorità competenti.
- Annunciata una nuova scoperta con il pozzo esplorativo Yopaat-1 EXP, perforato nel Blocco 9 a circa 63 km dalla costa, nelle acque medio-profonde della Conca Salina nel Bacino di Sureste, in Messico. Le stime preliminari indicano un potenziale scoperto di circa 300-400 milioni di boe di olio e gas associato in posto. Questa scoperta apre rilevanti opportunità di sviluppo di un potenziale hub con 1,3 mld di boe di risorse in posto, incluse le scoperte nei blocchi adiacenti 7/10.

- Ricevuto il consenso formale della Nigerian Upstream Petroleum Regulatory Commission per la vendita di NAOC Ltd a Oando Plc. Eni ha già ottenuto tutte le altre autorizzazioni necessarie da parte delle Autorità locali e regolamentari competenti, e potrà procedere al completamento dell'operazione.
- Eni per la quinta volta è stata la società di esplorazione più apprezzata dalla ricerca annuale svolta da Wood Mackenzie's. La ricerca ha riconosciuto l'impegno e le scoperte finalizzate all'apertura di nuove frontiere nonché all'individuazione di grandi volumi di risorse.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2024 Eni detiene titoli minerari in 36 paesi. Al 30 giugno 2024, il portafoglio minerario di Eni consiste in 832 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 312.283 chilometri quadrati in quota Eni. Al 31 dicembre 2023 la superficie complessiva in quota Eni era di 301.308 chilometri quadrati.

Nel primo semestre 2024 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Olanda e dall'acquisto di nuovi titoli per una superficie complessiva di circa 15.800 chilometri quadrati principalmente in Australia, Angola, Regno Unito e Norvegia; (ii) dal rilascio di licenze per circa 6.100 chilometri quadrati principalmente in Italia, Timor Leste, Egitto e Indonesia; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, per complessivi 2.200 chilometri quadrati principalmente in Indonesia e Messico; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, per complessivi 900 chilometri quadrati principalmente in Egitto e Messico.

Nel semestre 2024 sono stati ultimati 21 pozzi esplorativi (9,1 in quota Eni), a fronte di 18 pozzi (11,2 in quota Eni) del primo semestre 2023.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 25,53 miliardi di metri cubi con una riduzione di 0,35 miliardi di metri cubi, pari all'1,4%, rispetto al primo semestre 2023.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (21,69 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'85% del totale, sono diminuiti di 1,47 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2023 (-6,3%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Libia (-0,50 miliardi di metri cubi), Russia (-0,40 miliardi di metri cubi) e Regno Unito (-0,15 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati nei Paesi Bassi (+0,25 miliardi di metri cubi), Indonesia (+0,16 miliardi di metri cubi) e Norvegia (+0,15 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,84 miliardi di metri cubi) registrano un aumento rispetto al periodo di confronto (+41,2%).

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Italia		3,84	2,72	1,12	41,2
Algeria (incluso il GNL)		5,95	5,90	0,05	0,8
Norvegia		3,47	3,32	0,15	4,5
Russia		2,48	2,88	(0,40)	(13,9)
Qatar (GNL)		1,41	1,41	0,00	0,0
Paesi Bassi		1,04	0,79	0,25	31,6
Indonesia (GNL)		1,03	0,87	0,16	18,4
Libia		0,88	1,38	(0,50)	(36,2)
Regno Unito		0,56	0,71	(0,15)	(21,1)
Congo		0,07	0,00	0,07	..
Altri acquisti di gas naturale		3,23	4,06	(0,83)	(20,4)
Altri acquisti di GNL		1,57	1,84	(0,27)	(14,7)
Estero		21,69	23,16	(1,47)	(6,3)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE		25,53	25,88	(0,35)	(1,4)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,66)	0,14	(0,80)	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,04)	(0,03)	(0,01)	(33,3)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		24,83	25,99	(1,16)	(4,5)

VENDITE

	Primo Semestre				
	(€/MWh)	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Prezzo spot del Gas Italia al PSV		31	47	(16)	(33,9)
TTF		30	44	(15)	(33,7)
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		12,64	12,83	(0,19)	(1,5)
Resto d'Europa		10,70	12,02	(1,32)	(11,0)
di cui: Importatori in Italia		0,79	1,24	(0,45)	(36,3)
Mercati europei		9,91	10,78	(0,87)	(8,1)
Resto del Mondo		1,49	1,14	0,35	30,7
TOTALE VENDITE GAS (*)		24,83	25,99	(1,16)	(4,5)
di cui: vendite di GNL		4,90	5,20	(0,30)	(5,8)

(*) Include vendite intercompany.

Nel primo semestre 2024 le vendite di gas naturale di 24,83 miliardi di metri cubi sono diminuite di 1,16 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2023, principalmente per i minori volumi commercializzati nei mercati europei e nel mercato italiano. Le vendite in Italia di 12,64 miliardi di metri cubi sono diminuite di 0,19 miliardi di metri cubi, pari al 1,5% rispetto al primo semestre 2023 (12,83 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati in particolare nel segmento

grossisti e quello industriale, solo in parte compensati dai maggiori volumi venduti all'hub. Le vendite nei mercati europei (9,91 miliardi di metri cubi) hanno registrato un decremento dell'8,1% a causa delle minori vendite registrate in particolare in Turchia, Benelux, Francia e nel Regno Unito, solo in parte compensate dalle maggiori vendite effettuate in Germania, Austria e in Penisola Iberica.

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Italia		12,64	12,83	(0,19)	(1,5)
Grossisti		5,73	5,87	(0,14)	(2,4)
PSV e borsa		3,35	3,23	0,12	3,7
Industriali		0,76	0,87	(0,11)	(12,6)
Termoelettrici		0,29	0,25	0,04	16,0
Autoconsumi		2,51	2,61	(0,10)	(3,8)
Vendite internazionali		12,19	13,16	(0,97)	(7,4)
Resto d'Europa		10,70	12,02	(1,32)	(11,0)
Importatori in Italia		0,79	1,24	(0,45)	(36,3)
Mercati europei:		9,91	10,78	(0,87)	(8,1)
<i>Penisola Iberica</i>		1,60	1,29	0,31	24,0
<i>Germania/Austria</i>		2,05	1,09	0,96	88,1
<i>Benelux</i>		1,44	2,03	(0,59)	(29,1)
<i>Regno Unito</i>		0,56	0,71	(0,15)	(21,1)
<i>Turchia</i>		2,44	3,67	(1,23)	(33,5)
<i>Francia</i>		1,79	1,95	(0,16)	(8,2)
<i>Altro</i>		0,03	0,04	(0,01)	(25,0)
Mercati extra europei		1,49	1,14	0,35	30,7
TOTALE VENDITE GAS		24,83	25,99	(1,16)	(4,5)

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		24,83	25,99	(1,16)	(4,5)
Italia (inclusi autoconsumi)		12,64	12,83	(0,19)	(1,5)
Resto d'Europa		10,70	12,02	(1,32)	(11,0)
Extra Europa		1,49	1,14	0,35	30,7
TOTALE VENDITE GAS		24,83	25,99	(1,16)	(4,5)

VENDITE DI GNL

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Europa		3,4	4,0	(0,6)	(15,0)
Extra Europa		1,5	1,2	0,3	25,0
TOTALE VENDITE GNL		4,9	5,2	(0,3)	(5,8)

Le **vendite di GNL** (4,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono diminuite rispetto al periodo di confronto (-0,3 miliardi di metri cubi). Nel primo semestre 2024 le principali fonti di approvvigionamento di GNL sono state il Qatar, la Nigeria e l'Indonesia.

ENILIVE E PLENITUDE

		Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Enilive					
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	676	276	400	144,9
Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio ^(a)	(%)	90	59	31	
Totale vendite Enilive	(milioni di tonnellate)	11,81	10,89	0,92	8,4
di cui: vendite rete		3,68	3,64	0,04	1,0
vendite extrarete ^(b)		6,96	6,00	0,96	16,0
altre vendite ^(c)		1,17	1,25	(0,08)	(6,4)
Quota di mercato rete Italia	(%)	21,1	21,1		
Plenitude					
Vendite retail e business gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	3,29	3,79	(0,50)	(13,2)
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	8,78	8,81	(0,03)	(0,3)
Clienti retail/business	(milioni di pdf)	10,1	10,1	0,0	0,0
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	2,3	2,0	0,3	15,0
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	3,1	2,5	0,6	24,0
Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	(migliaia)	20,4	16,6	3,8	22,9

(a) Ricalcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

(b) Coerentemente con la struttura organizzativa di business che gestisce l'attività, a partire dal 2024 nei volumi di vendita extrarete sono rappresentate anche le vendite tramite bunkeraggi, le vendite a società petrolifere e alla chimica. I periodi di confronto sono stati opportunamente riesposti.

(c) Principalmente vendite a società del Gruppo.

Sviluppi di business

La raffinazione prosegue il processo di decarbonizzazione con la decisione finale di investimento per convertire l'impianto tradizionale di Livorno in una bioraffineria seguendo lo stesso modello di successo adottato a Gela e a Venezia. Lo start-up delle nuove linee di bioraffinazione è atteso per il 2026 con una capacità prevista di 500 mila tonnellate/anno di HVO diesel, VVO nafta e bio-GPL attraverso la riconfigurazione dell'hub esistente. Il progetto, che ha ottenuto il rilascio della Valutazione Impatto sulla Salute (VIS) e parere favorevole della Commissione Valutazione Impatto Ambientale (VIA), è in attesa della firma del decreto da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). Include la costruzione di un'unità di pretrattamento di materie prime biogeniche, un impianto Ecofining™ e una struttura per la produzione di idrogeno dal gas naturale.

Nell'ambito dell'espansione del business dei biocarburanti nei mercati asiatici, Enilive, Petronas e Euglena Co. Ltd hanno raggiunto la decisione finale di investimento (FID) per costruire e gestire una bioraffineria all'interno del sito industriale Pengerang in Malesia, strategicamente vicino alle fonti di approvvigionamento di materie prime e con facile accesso alle principali rotte marittime internazionali. L'impianto, basato sulla tecnologia Ecofining™, si prevede essere operativo entro il secondo semestre del 2028 e produrrà SAF, HVO e bio-nafta, destinati al settore aereo e a quello dei trasporti su strada. La capacità prevista di trattamento sarà pari a circa 650.000 tonnellate/anno.

Inoltre, Enilive e LG Chem sulla base dell'accordo preliminare di settembre 2023, hanno firmato un accordo di joint venture che rappresenta un ulteriore passo avanti verso la decisione finale di investimento per la costruzione di una nuova bioraffineria in Corea del Sud, con l'obiettivo di trattare circa 400 mila tonnellate/anno di materie prime biogeniche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni.

Enilive Iberia ha finalizzato l'acquisizione del 100% delle azioni di Atenoil, società che opera nel settore delle stazioni di servizio. L'operazione, che ha ottenuto l'autorizzazione delle autorità competenti, riguarda 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia.

Firmata una Lettera d'Intenti tra Enilive e Ryanair per una fornitura a lungo termine di carburante sostenibile per l'aviazione in alcuni aeroporti in Italia in cui opera la compagnia aerea. Questo accordo consentirà a Ryanair di avere accesso fino a 100 mila tonnellate di Sustainable Aviation Fuel (SAF) tra il 2025 e il 2030.

Infine, è stato firmato un accordo con Fincantieri e RINA, multinazionale di ispezione, certificazione e consulenza ingegneristica, per sviluppare iniziative per la transizione energetica, mirando alla decarbonizzazione del settore marittimo.

Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) hanno finalizzato l'accordo per l'ingresso di EIP nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale riservato di circa €0,6 mld pari a circa il 7,6% del capitale sociale della società.

Plenitude ha inaugurato l'impianto solare Villanueva II, con una capacità installata di 50 MW. Il parco è stato sviluppato su un'area di circa 100 ettari ed è collegato alla rete di trasmissione nazionale. L'impianto, composto da oltre 76.000 moduli fotovoltaici, produrrà oltre 100 GWh/anno di energia elettrica, equivalente al fabbisogno energetico di oltre 30.000 famiglie.

Inoltre, la società ha avviato le operazioni presso l'impianto fotovoltaico di Ravenna Ponticelle, con una capacità installata di 6 MW, mentre sempre in Italia è stato completato l'impianto di Montalto di Castro (fotovoltaico, 24 MW in quota Eni).

In Spagna, è stata avviata la costruzione del parco fotovoltaico di Renopool, con una capacità di generazione progettuale di 330 MW, la più grande unità fotovoltaica mai realizzata dalla società. L'installazione fotovoltaica genererà 660 GWh all'anno e includerà sette impianti fotovoltaici e una sottostazione elettrica.

Attraverso la sua controllata Be Charge, Plenitude ha firmato con MERKUR una partnership strategica per l'installazione e gestione di innovative stazioni di ricarica per veicoli elettrici presso i centri commerciali MERKUR sul territorio sloveno. L'accordo prevede l'installazione, la costruzione e la gestione di 62 punti di ricarica fast e ultrafast tecnologicamente avanzati in tutto il Paese. Le prime stazioni di ricarica Plenitude saranno disponibili presso 24 centri MERKUR già alla fine del 2024 e l'intero progetto sarà completato entro l'inizio del 2026.

Plenitude ha avviato le operazioni presso un nuovo parco eolico onshore da 39 MW in Calabria. L'impianto, costituito da nove aerogeneratori di ultima generazione produrrà annualmente 84 GWh di energia elettrica, pari al fabbisogno annuale di oltre 30.000 famiglie.

ENILIVE

I volumi di lavorazione bio pari a 676 mila tonnellate sono in aumento di circa il 145% rispetto al semestre 2023. I maggiori volumi processati hanno beneficiato dell'entrata a regime della bioraffinazione di Chalmette, nonché delle maggiori lavorazioni presso le bioraffinerie di Gela e Venezia a seguito della maggiore disponibilità degli impianti.

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	Var. %
Rete		2,60	2,58	0,02	0,8
Extrarete		5,16	4,53	0,63	13,9
Altre vendite		1,17	1,25	(0,08)	(6,4)
Petrochimica		0,18	0,20	(0,02)	(10,0)
Vendite in Italia		9,11	8,56	0,55	6,4
Rete		1,08	1,06	0,02	1,9
Extrarete		1,62	1,27	0,35	27,4
Vendite all'estero		2,70	2,33	0,37	15,8
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		11,81	10,89	0,92	8,4

Nel primo semestre 2024, le vendite di prodotti petroliferi (11,81 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,92 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2023 (+8,4%).

Le vendite rete in Italia pari a 2,60 milioni di tonnellate risultano in lieve aumento (circa 1%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di benzine e HVO, parzialmente compensati dalle minori vendite di gasolio. La quota di mercato del semestre 2024 si è attestata al 21,1%, invariata rispetto al primo semestre 2023.

Al 30 giugno 2024, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.899 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (3.985 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (-91 unità), del mancato rinnovo di 3 concessioni autostradali, compensati dall'incremento delle stazioni di servizio di proprietà (5 unità) e in affitto (3 unità). L'erogato medio in Italia (711 mila litri) è in linea rispetto al primo semestre 2023 (712 mila litri).

Le vendite extrarete in Italia pari a 5,34 milioni di tonnellate, comprensive di 0,18 milioni di tonnellate verso il settore Petrochimica, aumentano del 13% rispetto al primo semestre 2023 per effetto principalmente delle maggiori vendite di benzina, gasolio e jet fuel. Le altre vendite in Italia (1,17 milioni di tonnellate) registrano un decremento rispetto al primo semestre 2023 (-6,4%).

Le vendite rete ed extrarete all'estero sono pari a 2,70 milioni di tonnellate aumentano di 0,37 milioni di tonnellate rispetto al primo semestre 2023 per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Spagna, parzialmente bilanciati dalle minori vendite in Austria e Francia.

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	Var. %
ITALIA		7,94	7,31	0,63	8,7
Vendite rete		2,60	2,58	0,02	0,9
Benzina		0,76	0,74	0,02	2,7
Gasolio		1,59	1,66	(0,07)	(4,2)
GPL		0,16	0,16	0,01	3,2
Altri prodotti		0,09	0,02	0,07	328,6
Vendite extrarete		5,34	4,73	0,61	12,9
Gasolio		2,30	2,15	0,15	7,0
Oli combustibili		0,01	0,01		
GPL		0,26	0,24	0,02	8,3
Benzina		1,00	0,69	0,31	44,9
Lubrificanti		0,02	0,03	(0,01)	(33,3)
Bunker		0,33	0,34	(0,01)	(2,9)
Jet fuel		0,95	0,80	0,15	18,8
Altri prodotti		0,47	0,47		
ESTERO (RETE + EXTRARETE)		2,70	2,34	0,36	15,4
Benzina		0,62	0,53	0,09	17,0
Gasolio		1,23	1,20	0,03	2,5
Jet fuel		0,19	0,13	0,06	46,2
Oli combustibili		0,05	0,05		
Lubrificanti		0,05	0,07	(0,02)	(28,6)
GPL		0,30	0,27	0,03	11,1
Altri prodotti		0,26	0,09	0,17	188,9
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		10,64	9,65	0,99	10,3

PLENITUDE

RETAIL GAS & POWER

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Italia		2,29	2,54	(0,25)	(9,8)
Retail		1,67	1,89	(0,22)	(11,6)
Business		0,62	0,65	(0,03)	(4,6)
Vendite internazionali		1,00	1,25	(0,25)	(20,0)
Mercati europei:					
<i>Francia</i>		<i>0,78</i>	<i>0,99</i>	<i>(0,21)</i>	<i>(21,2)</i>
<i>Grecia</i>		<i>0,15</i>	<i>0,17</i>	<i>(0,02)</i>	<i>(11,8)</i>
<i>Altro</i>		<i>0,07</i>	<i>0,09</i>	<i>(0,02)</i>	<i>(22,2)</i>
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS		3,29	3,79	(0,50)	(13,2)

Nel primo semestre 2024, le **vendite retail e business di gas in Italia e nel resto d'Europa** sono state pari a 3,29 miliardi di metri cubi, evidenziando una riduzione di 0,50 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2023, pari al 13,2% principalmente per i minori consumi.

Le vendite gas in Italia, pari a 2,29 miliardi di metri cubi, si riducono del 9,8% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto delle minori vendite al segmento retail.

Le vendite gas sui mercati europei di 1 miliardo di metri cubi sono in diminuzione di 0,25 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2023 a seguito delle minori vendite in particolare in Francia.

Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** pari a 8,78 TWh effettuate da Plenitude e dalle società controllate all'estero (Francia, Penisola Iberica e Grecia) sono sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2023.

RINNOVABILI

	(terawattora)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Produzione di energia da fonti rinnovabili		2,3	2,0	0,3	15,0
di cui: fotovoltaico		1,2	0,8	0,4	50,0
eolico		1,1	1,2	(0,1)	(8,3)
di cui: Italia		0,8	0,8	0,0	0,0
estero		1,5	1,2	0,3	25,0

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 2,3 TWh, riferita per 1,2 TWh al fotovoltaico e per 1,1 TWh all'ambito eolico, con un aumento di 0,3 TWh rispetto al primo semestre 2023, principalmente grazie al positivo contributo degli asset in operation acquisiti, nonché all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente, parzialmente compensati da eventi atmosferici avversi in Texas.

Capacità installata

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

	(gigawatt)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		3,1	2,5	0,6	24,0
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)		64%	58%		
eolico		36%	42%		

Breakdown per Paese:

	(gigawatt)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
ITALIA		1,0	0,9	0,1	11,1
ESTERO		2,1	1,6	0,5	31,3
Stati Uniti		1,3	0,9	0,4	44,4
Spagna		0,4	0,4		
Kazakhstan		0,2	0,1	0,1	..
Francia		0,1	0,1		
Altro		0,1	0,1		
Totale capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo (inclusa potenza installata di storage) (*)		3,1	2,5	0,6	24,0

* La potenza installata di storage è pari a 21 MW e 21 MW nel primo semestre 2024 e primo semestre 2023, rispettivamente.

Al 30 giugno 2024, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 3,1 GW, in aumento di circa 0,6 GW rispetto al 30 giugno 2023, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate negli Stati Uniti e allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna, Kazakhstan e Regno Unito.

MOBILITA' ELETTRICA

Al 30 giugno 2024, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 20,4 mila unità (di cui 97% in Italia), +23% rispetto al 30 giugno 2023 (16,6 mila unità) e in aumento del 7% rispetto a fine 2023 (19 mila unità al 31 dicembre 2023).

REFINING, CHIMICA E POWER

		Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Refining					
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	(\$/barile)	7,6	8,2	(0,6)	(7,3)
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	7,17	8,33	(1,16)	(13,9)
Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		5,03	5,07	(0,04)	(0,8)
Totale lavorazioni in conto proprio		12,20	13,40	(1,20)	(9,0)
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	78	76		
Chimica					
Vendite di prodotti chimici	(milioni di tonnellate)	1,62	1,58	0,04	2,4
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	51	54		
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	12,23	13,73	(1,50)	(10,9)
Produzione termoelettrica		9,23	10,34	(1,11)	(10,7)

(a) Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo.

Sviluppi di portafoglio

Versalis ha perfezionato l'acquisizione del 100% di Tecnofilm S.p.A., azienda specializzata nel settore compounding. L'operazione è in linea con la strategia di Versalis volta a rafforzare la quota di mercato nei segmenti ad alto valore aggiunto. Inoltre, Versalis ha avviato una collaborazione con Crocco (SpA SB), azienda d'avanguardia nel settore dell'imballaggio flessibile, finalizzata alla produzione di film per imballaggio alimentare realizzato con materia prima in parte proveniente dal riciclo di plastiche post-consumo, con l'obiettivo di una produzione in serie destinata al mercato della grande distribuzione.

REFINING

Nel primo semestre 2024 il **margine di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 7,6 \$/barile, registrando una riduzione (-7,3%) rispetto ai valori riportati nello stesso periodo del 2023 (8,2 \$/barile).

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 12,20 milioni di tonnellate, in riduzione rispetto al primo semestre 2023. In Italia, le produzioni hanno risentito dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno, a seguito del diverso assetto produttivo in attesa della nuova configurazione e presso la raffineria di Sannazzaro per fermata programmata. Le lavorazioni nel resto del mondo sono in leggera diminuzione rispetto al 2023 a seguito dei minori volumi processati da Adnoc per fermata programmata, in parte bilanciati dalle maggiori lavorazioni in Germania. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (78%) aumenta di 2 punti percentuali rispetto al primo semestre 2023.

CHIMICA

Le **produzioni di prodotti chimici** di 2.849 mila tonnellate sono diminuite di 29 mila tonnellate (-1%). La principale riduzione è stata registrata presso il segmento dei Polimeri a causa delle fermate programmate di Mantova e Brindisi.

Le **vendite di prodotti chimici** di 1.617 mila tonnellate registrano un miglioramento di 38 mila tonnellate (+2,4%); in particolare i maggiori volumi venduti hanno riguardato il segmento Biochem (+61 mila tonnellate) a seguito del consolidamento del gruppo Novamont e segmento Intermedi (+39 mila tonnellate), parzialmente compensati dal segmento Polimeri (-54 mila tonnellate) a causa dello scenario sfavorevole.

Le **vendite di Moulding & Compounding** sono pari a 36 mila tonnellate e si riferiscono ai semilavorati e ai prodotti del gruppo Finproject, tra i quali il compound di ultima generazione a base di Poliolefine espandibili a marchio Levirex® e il materiale plastico ultraleggero a marchio XL Extralight®.

I **marginari del polietilene e degli stirenici** hanno registrato una contrazione dovuta alla riduzione dei prezzi per effetto del calo della domanda.

	(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	Var. %
Intermedi		1.894	1.934	(40)	(2,1)
Polimeri		806	895	(89)	(10,0)
Biochem		111	5	106	..
Moulding & Compounding		38	44	(6)	(14,1)
Totale produzioni		2.849	2.878	(29)	(1,0)
Consumi e perdite		(1.499)	(1.686)	187	11,1
Acquisti e variazioni rimanenze		267	387	(120)	(30,9)
Totale disponibilità		1.617	1.579	38	2,4
Intermedi		863	824	39	4,7
Polimeri		650	704	(54)	(7,6)
Oilfield chemicals		7	13	(6)	(43,9)
Biochem		61	0	61	
Moulding & Compounding		36	38	(2)	(6,2)
Totale vendite		1.617	1.579	38	2,4

POWER

		Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	1.857	2.037	(180)	(8,8)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	80	94	(14)	(14,9)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	9,23	10,34	(1,11)	(10,7)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	3.367	3.608	(241)	(6,7)

Disponibilità di energia elettrica

	(terawattora)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	var %
Produzione di energia elettrica		9,23	10,34	(1,11)	(10,7)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		3,00	3,39	(0,39)	(11,5)
Disponibilità		12,23	13,73	(1,50)	(10,9)
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi ^(b)		12,23	13,73	(1,50)	(10,9)

(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 2024, la potenza installata in esercizio è di 2,3 GW (in quota Eni). Nel primo semestre 2024, la **produzione di energia elettrica** è stata di 9,23 TWh, in riduzione rispetto al primo semestre 2023. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 3 TWh di energia elettrica (-11,5% rispetto al periodo di confronto) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi. Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** di 12,23 TWh registrano un decremento pari al 10,9%, a seguito dei minori volumi venduti presso il mercato libero solo in parte bilanciati dai maggiori volumi commercializzati presso la Borsa elettrica.

Commento ai risultati economico-finanziari

SEGMENT REPORTING GESTIONALE

Dal 1° gennaio 2024, la segment information Eni esaminata dalla Direzione presenta la seguente articolazione:

- Exploration & Production "E&P";
- Global Gas & Lng Portfolio "GGP";
- Enilive e Plenitude;
- Raffinazione, chimica gestita da Versalis e Power (produzione di energia elettrica da centrali turbogas);
- Corporate, società finanziarie, società di supporto al business, attività CCS e business agri.

L'aggregazione di Enilive (bioraffinazione e vendita retail di prodotti per la mobilità sostenibile) e Plenitude (vendita retail di commodity energetiche e servizi a valore aggiunto, produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e gestione rete di colonnine di ricarica per EV) in un unico reporting segment è motivata dal fatto che i due business "exhibit similar economic characteristics", hanno un'attività retail prevalente ("customer-facing segments") con ampie opportunità di cross-selling, dal comune disegno strategico di decarbonizzare le emissioni di CO₂ dei clienti e dall'appetibilità da parte di capitali dedicati.

L'attività Power considerata la minore significatività in proporzione alle principali grandezze economiche e patrimoniali di Gruppo è stata aggregata con i settori operativi con i quali presenta le maggiori comunanze industriali.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted per il periodo comparativo 2023:

	(€ milioni)	Primo semestre 2023	
		Pubblicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted		8.022	8.022
<i>di cui:</i>			
E&P		4.883	4.883
GGP		2.459	2.459
Enilive, Refining e Chimica		241	
- Enilive		340	
- Refining		80	
- Chimica		(179)	
Plenitude & Power		351	
- Plenitude		265	
- Power		86	
Enilive e Plenitude			605
- Enilive			340
- Plenitude			265
Refining, Chimica e Power			(13)
- Refining			80
- Chimica			(179)
- Power			86
Corporate ed altre attività		(258)	(258)
Effetto eliminazione utili interni		346	346

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

CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		44.651	46.776	(2.125)	(4,5)
Altri ricavi e proventi		1.575	414	1.161	..
Costi operativi		(36.185)	(38.707)	2.522	6,5
Altri proventi e oneri operativi		(298)	41	(339)	..
Ammortamenti		(3.886)	(3.725)	(161)	(4,3)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(1.503)	(389)	(1.114)	..
Radiazioni		(103)	(135)	32	23,7
Utile (perdita) operativo		4.251	4.275	(24)	(0,6)
Proventi (oneri) finanziari		(318)	(243)	(75)	(30,9)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		864	1.606	(742)	(46,2)
Utile (perdita) prima delle imposte		4.797	5.638	(841)	(14,9)
Imposte sul reddito		(2.865)	(2.917)	52	1,8
Tax rate (%)		59,7	51,7		
Utile (perdita) netto		1.932	2.721	(789)	(29,0)
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni		1.872	2.682	(810)	(30,2)
- interessenze di terzi		60	39	21	53,8

RISULTATI REPORTED

I risultati del primo semestre 2024 sono stati conseguiti in un contesto caratterizzato da un trend variabile delle quotazioni delle principali commodities: il Brent si è attestato in media a 84 \$/barile nel primo semestre 2024 rispetto al valore di 80 \$/barile del semestre 2023 (+5%); i prezzi del gas hanno consolidato il trend discendente in atto dall'ultima parte del 2022 che ha visto le quotazioni ai principali hub europei (TTF e PSV) perdere circa l'80% rispetto ai valori registrati nel corso della crisi energetica innescata dalla guerra russo-ucraina; una simile dinamica ha caratterizzato il mercato statunitense (-34% rispetto al primo semestre 2023); i margini di raffinazione oil, seppure in riduzione rispetto al semestre 2023 (-7,3%) e su base sequenziale nel corso del 2024, hanno beneficiato di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione e del trasporto su strada, ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up e alla riduzione del costo del gas. Il downturn del settore chimico europeo che ha caratterizzato l'intero 2023 è proseguito nel primo semestre 2024 aggravato dalla stagnazione economica dell'Eurozona e dalla caduta della produzione industriale.

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni nel primo semestre 2024 è stato di €1.872 milioni rispetto a €2.682 milioni del primo semestre 2023, con una riduzione del 30% a seguito essenzialmente dei minori proventi su partecipazioni, anche a seguito della plusvalenza registrata nello stesso periodo del 2023 e connessa alla cessione dei gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto a seguito dell'accordo con Snam, nonché dal peggioramento del tax rate a seguito dell'impatto della riduzione dei prezzi del gas e di un meno favorevole mix geografico dei profitti (incremento incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità).

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato una riduzione del 13% a €6.475 milioni. L'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 si attesta a €12.113 milioni.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2024	2023	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	84,09	79,83	5,3
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,081	1,081	
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	77,77	73,85	5,3
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	7,6	8,2	(7,3)
PSV ^(d)	31	47	(33,9)
TTF ^(d)	30	44	(33,7)

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo.

(d) In Euro/MWh.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		4.251	4.275	(24)	(0,6)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(6)	609		
Esclusione special item		1.967	3.138		
Utile (perdita) operativo adjusted		6.212	8.022	(1.810)	(22,6)
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti		2.011	2.079	(68)	(3,3)
Utile operativo proforma adjusted		8.223	10.101	(1.878)	(18,6)
<i>Dettaglio per settore di attività:</i>					
Exploration & Production		6.852	6.631	221	3,3
Global Gas & LNG Portfolio		659	2.563	(1.904)	(74,3)
Enilive e Plenitude		689	605	84	13,9
Refining, Chimica e Power		(58)	214	(272)	..
Corporate e altre attività		(111)	(258)	147	57,0
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		192	346	(154)	
Utile (perdita) ante imposte adjusted		6.544	8.654	(2.110)	(24,4)
Utile (perdita) netto adjusted		3.101	4.842	(1.741)	(36,0)
Utile (perdita) netto		1.932	2.721	(789)	(29,0)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		1.872	2.682	(810)	(30,2)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(4)	436		
Esclusione special item		1.233	1.724		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		3.101	4.842	(1.741)	(36,0)

Nel primo semestre 2024 l'**utile operativo proforma adjusted** di €8.223 milioni è stato eccellente, nonostante andamenti contrastanti di mercato con migliori prezzi di realizzo del greggio, margini di raffinazione ancora positivi anche se in riduzione, prezzi e margini di commercializzazione all'ingrosso del gas deboli. I margini dei prodotti chimici sono in una fase di contrazione. La performance è stata sostenuta dal settore E&P (€6.852 milioni, +3% rispetto al primo semestre 2023) a seguito della significativa crescita produttiva (+5% rispetto al primo semestre 2023) e dei maggiori prezzi di realizzo dei liquidi (+7% rispetto al primo semestre 2023); dal trend positivo di risultato del settore Enilive e Plenitude (+14% rispetto al primo semestre 2023) a seguito delle maggiori lavorazioni bio e del contributo della commercializzazione, dell'entrata a regime di nuova capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi prodotti. Tali fattori positivi sono stati compensati dalla riduzione del risultato nel settore GGP (-74% vs. primo semestre 2023) che beneficiava nel periodo di confronto delle condizioni di mercato particolarmente favorevoli e di proventi una tantum da rinegoziazioni contrattuali, e dalla flessione del risultato nel settore Refining, Chimica e Power (perdita di €58 milioni nel primo semestre 2024 rispetto all'utile di €214 milioni del primo semestre 2023).

Il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €3.101 milioni (-36% rispetto al primo semestre 2023), che riflette l'incremento degli oneri finanziari per effetto dei minori interessi maturati sui depositi di liquidità e l'incremento del tax rate.

Nel primo semestre 2024, il tax rate adjusted si attesta al 52%, circa +8 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2023, per effetto della maggiore incidenza sul risultato ante imposte consolidato dei paesi esteri in cui opera l'upstream caratterizzati da tax rate significativi, con corrispondente minore contribuzione fiscale degli altri settori operanti in giurisdizioni OCSE con tax rate più contenuti.

	Primo Semestre		
	(€ milioni)	2024	2023
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.967	3.138
- oneri ambientali (recupero costi da terzi)		(490)	289
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.503	389
- plusvalenze nette su cessione di asset		1	
- accantonamenti a fondo rischi		13	16
- oneri per incentivazione all'esodo		35	30
- derivati su commodity		587	1.384
- differenze e derivati su cambi		104	30
- altro		214	1.000
Oneri (proventi) finanziari		(117)	(24)
<i>di cui:</i>			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(104)	(30)
Oneri (proventi) su partecipazioni		(97)	(707)
<i>di cui:</i>			
- plusvalenza vendita quota 10% in Saipem		(166)	
- operazione SeaCorridor			(824)
Imposte sul reddito		(544)	(683)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		1.209	1.724
<i>di competenza:</i>			
- azionisti Eni		1.233	1.724
- interessenze di terzi		(24)	

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €1.967 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.403 milioni relativi principalmente a proprietà in Alaska disponibili per la vendita il cui valore è stato allineato al fair value e ad un asset petrolifero in Congo a seguito della revisione del profilo delle riserve, nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo delle risorse e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia;
- **G&P:** oneri netti di €1.318 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 (onere di €1.028 milioni) e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €58 milioni);
- **Enilive e Plenitude:** proventi netti di €431 milioni relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting;
- **Refining, Chimica e Power:** oneri netti di €47 milioni riferiti principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi nei business Refining e Chimica (€168 milioni) e altri oneri che sono stati compensati da un provento di €184 milioni relativo ad un accordo per la ripartizione dei costi ambientali con un altro operatore, come dettagliato di seguito;
- **Corporate e altre attività:** provento netto di €370 milioni relativo principalmente all'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani, gestiti congiuntamente a fine anni Ottanta e inizi anni Novanta dai due partner e presso i quali successivamente sono state condotte attività di bonifica e stanziati dei fondi interamente da parte Eni¹.

Gli **altri special item** del semestre 2024 includono il provento di €0,2 miliardi relativo alla vendita della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem.

¹ Il provento complessivo derivante dall'accordo è di circa €0,8 miliardi, la differenza rispetto allo special item è stata valutata parte del risultato adjusted.

RICAVI

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		11.907	11.565	342	3,0
Global Gas & LNG Portfolio		7.003	11.688	(4.685)	(40,1)
Enilive e Plenitude		15.956	16.302	(346)	(2,1)
- Enilive		10.759	10.334	425	4,1
- Plenitude		5.207	5.970	(763)	(12,8)
- Elisioni		(10)	(2)	(8)	
Refining, Chimica e Power		26.655	24.760	1.895	7,7
- Refining		23.696	20.948	2.748	13,1
- Chimica		2.243	2.245	(2)	(0,1)
- Power		1.461	2.208	(747)	(33,8)
- Elisioni		(745)	(641)	(104)	
Corporate e altre attività		987	936	51	5,4
Elisioni di consolidamento		(17.857)	(18.475)	618	
Ricavi della gestione caratteristica		44.651	46.776	(2.125)	(4,5)
Altri ricavi e proventi		1.575	414	1.161	..
Totale ricavi		46.226	47.190	(964)	(2,0)

I ricavi complessivi ammontano a €46.226 milioni, in riduzione del 2% rispetto al semestre 2023.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2024 (€44.651 milioni) riflettono gli effetti indotti dal trend delle principali commodities: il Brent in aumento del 5% nel semestre 2024; i prezzi spot del gas in Italia e in Europa in riduzione di circa il 40%. Il business Refining ha beneficiato dei migliori crack spread dei prodotti in Europa trainati dai settori dell'aviazione e del trasporto su strada. Il business della Chimica ha risentito dei deboli fondamentali in relazione allo scarso dinamismo della domanda in Europa ed alla pressione competitiva da parte di geografie con migliori posizioni di costo. Nel settore Enilive e Plenitude l'aumento della produzione delle bioraffinerie, la positiva performance del marketing, la progressione dei margini retail in Italia e la crescita della capacità installata da fonti rinnovabili e il conseguente incremento dei volumi prodotti sono stati compensati dai minori margini di vendita dei biocarburanti.

Gli **altri ricavi e proventi** di €1.575 milioni sono aumenti di €1.161 milioni rispetto al primo semestre 2023 a seguito principalmente dell'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani (vedi commento agli "special item"). 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)	2024	2023	Var. ass.	Var %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		34.448	37.107	(2.659)	(7,2)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		76	60	16	26,7
Costo lavoro		1.661	1.540	121	7,9
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro		35	30	5	
		36.185	38.707	(2.522)	(6,5)

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2024 (€36.185 milioni) sono diminuiti di €2.522 milioni rispetto al primo semestre 2023.

La riduzione registrata negli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€34.448 milioni, in riduzione di €2.659 milioni rispetto al semestre 2023) è essenzialmente dovuta al minor costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il **costo lavoro** (€1.661 milioni) è aumentato dell'8% rispetto al periodo di confronto, legato principalmente ad acquisizioni di nuove società avvenute tra la fine del 2023 e l'inizio del 2024.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		3.185	3.096	89	2,9
Global Gas & LNG Portfolio		118	113	5	4,4
Enilive e Plenitude		340	320	20	6,3
- Enilive		138	122	16	13,1
- Plenitude		202	198	4	2,0
Refining, Chimica e Power		186	147	39	26,5
Corporate e altre attività		73	66	7	10,6
Effetto eliminazione utili interni		(16)	(17)	1	
Ammortamenti		3.886	3.725	161	4,3
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		1.503	389	1.114	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		5.389	4.114	1.275	31,0
Radiazioni		103	135	(32)	(23,7)
		5.492	4.249	1.243	29,3

Gli **ammortamenti** (€3.886 milioni) sono aumentati di €161 milioni rispetto al primo semestre 2023 (+4,3%) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e ramp-up di nuovi progetti. Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** pari a €1.503 milioni nel primo semestre 2024, sono commentate nel paragrafo "Risultati adjusted e composizione degli special item".

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(300)	(259)	(41)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(377)	(315)	(62)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		188	113	75
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		14	12	2
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(197)	(111)	(86)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(155)	(125)	(30)
- Interessi attivi verso banche		154	161	(7)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		73	6	67
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		85	(12)	97
- Strumenti finanziari derivati su valute		102	(20)	122
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(17)	8	(25)
Differenze di cambio		(43)	104	(147)
Altri proventi (oneri) finanziari		(117)	(108)	(9)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		3	65	(62)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(96)	(151)	55
- Altri proventi (oneri) finanziari		(24)	(22)	(2)
		(375)	(275)	(100)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		57	32	25
		(318)	(243)	(75)

Gli **oneri finanziari netti** di €318 milioni registrano un lieve incremento (pari a €75 milioni) rispetto al primo semestre 2023 per effetto principalmente: (i) dell'incremento di €41 milioni degli oneri finanziari correlati all'indebitamento; (ii) della variazione negativa delle differenze cambio per €147 milioni compensata dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€122 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.
		2024	2023	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		611	691	(80)
Dividendi		85	92	(7)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		185	418	(233)
Altri proventi (oneri) netti		(17)	405	(422)
Proventi (oneri) su partecipazioni		864	1.606	(742)

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €864 milioni, in riduzione di €742 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 €611 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza di Vår Energi, Azule Energy e ADNOC R>
- i dividendi di €85 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie valutate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€53 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€10 milioni);
- le plusvalenze di €185 milioni sono riferite principalmente alla vendita della quota del 10% della partecipazione Eni in Saipem.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	31 Dic. 2023	Riclassifica a crediti finanziari ^(a)	1 Gen. 2024	30 Giu. 2024	Var. ass.
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari		56.299		56.299	58.069	1.770
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.834		4.834	4.875	41
Attività immateriali		6.379		6.379	6.475	96
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.576		1.576	1.587	11
Partecipazioni		13.886		13.886	14.547	661
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		2.335	(1.339)	996	1.054	58
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(2.031)		(2.031)	(2.260)	(229)
		83.278	(1.339)	81.939	84.347	2.408
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze		6.186		6.186	6.679	493
Crediti commerciali		13.184		13.184	11.395	(1.789)
Debiti commerciali		(14.231)		(14.231)	(12.654)	1.577
Attività (passività) tributarie nette		(2.112)		(2.112)	(3.562)	(1.450)
Fondi per rischi e oneri		(15.533)		(15.533)	(15.509)	24
Altre attività (passività) d'esercizio		(892)		(892)	535	1.427
		(13.398)		(13.398)	(13.116)	282
Fondi per benefici ai dipendenti		(748)		(748)	(754)	(6)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		747		747	2.196	1.449
CAPITALE INVESTITO NETTO		69.879	(1.339)	68.540	72.673	4.133
Patrimonio netto degli azionisti Eni		53.184		53.184	54.358	1.174
Interessenze di terzi		460		460	861	401
Patrimonio netto		53.644		53.644	55.219	1.575
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.899	(1.339)	9.560	12.113	2.553
Passività in leasing		5.336		5.336	5.341	5
- di cui working interest Eni		4.856		4.856	4.846	(10)
- di cui working interest follower		480		480	495	15
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		16.235	(1.339)	14.896	17.454	2.558
COPERTURE		69.879	(1.339)	68.540	72.673	4.133
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20			0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,30			0,32	
Gearing		0,23			0,24	

(a) Dal 1° gennaio 2024, in relazione alla strategia Eni di modello satellitare che prevede la crescente autonomia delle società non consolidate, i finanziamenti concessi ad alcune JV, in precedenza classificati come capitale immobilizzato, sono stati riclassificati nella voce crediti finanziari (a lungo termine) in funzione dell'esposizione al rischio credito della controparte. Tali crediti sono stati portati in detrazione dei debiti finanziari lordi ai fini della definizione dell'indebitamento finanziario netto e calcolo del leverage. La riclassifica è stata eseguita come rettifica del saldo iniziale dello stato patrimoniale 2024.

Al 30 giugno 2024, il **capitale immobilizzato** di €84.347 milioni è in aumento di €2.408 milioni rispetto al 1 gennaio 2024, per effetto degli investimenti, dell'acquisizione del Gruppo Neptune Energy, dell'effetto positivo delle differenze cambio (al 30 giugno 2024, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,071 rispetto al cambio di 1,105 al 31 dicembre 2023, -3,1%) che hanno incrementato il book value delle attività denominate in dollari, al netto degli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13.116 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 1° gennaio 2024. L'incremento della variazione del fair value degli strumenti derivati e del saldo tra crediti e debiti commerciali (€1.215 milioni) è compensato dalle maggiori attività (passività) tributarie (+€1.450 milioni) per effetto principalmente del versamento anticipato a dicembre 2023 delle accise sui carburanti di competenza dei primi mesi del 2024.

Il **patrimonio netto** (€55.219 milioni) è aumentato di €1.575 milioni rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto dell'utile di periodo (€1.932 milioni) e dalle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA vs. l'euro (€1.701 milioni), parzialmente compensate dalla distribuzione dei dividendi (€1.502 milioni) e dall'acquisto di azioni proprie (€547 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto**³ ante lease liability al 30 giugno 2024 è pari a €12.113 milioni.

Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interesenze di terzi – si attesta a 0,22 al 30 giugno 2024.

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

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 37.

⁴ 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 RICLASSIFICATO⁵

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.
Utile (perdita) netto		1.932	2.721	(789)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		4.899	3.161	1.738
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(184)	(418)	234
- dividendi, interessi e imposte		3.165	3.071	94
Variazione del capitale di esercizio		(1.038)	1.294	(2.332)
Dividendi incassati da partecipate		1.104	1.340	(236)
Imposte pagate		(2.819)	(3.389)	570
Interessi (pagati) incassati		(584)	(355)	(229)
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.475	7.425	(950)
Investimenti tecnici		(3.952)	(4.676)	724
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.308)	(1.810)	(498)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		627	489	138
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		48	299	(251)
Free cash flow		890	1.727	(837)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(120)	666	(786)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.444	1.428	16
Rimborso di passività per beni in leasing		(671)	(475)	(196)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.486)	(2.008)	522
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)	(87)	
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		45	(15)	60
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		15	1.236	(1.221)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		7.803	9.523	(1.720)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.
Free cash flow		890	1.727	(837)
Rimborso di passività per beni in leasing		(671)	(475)	(196)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(478)		(478)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			(147)	147
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)		(721)	(199)	(522)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.486)	(2.008)	522
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)	(87)	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		(2.553)	(1.189)	(1.364)
Rimborsi lease liability		671	475	196
Accensioni del periodo e altre variazioni		(676)	(250)	(426)
Variazione passività per beni in leasing		(5)	225	(230)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING		(2.558)	(964)	(1.594)

(a) Include debiti verso fornitori classificati come finanziari per effetto del differimento dei termini di pagamento in relazione al sostenimento di costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari (€1.056 milioni e €189 milioni nel primo semestre 2024 e nel primo semestre 2023, rispettivamente).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €6.475 milioni, include €1.104 milioni di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e ADNOC R>.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €1,6 miliardi, riferite principalmente a Neptune Energy (€2,3 miliardi, incluso il debito netto acquisito), ad asset del business rinnovabili di Plenitude, all'acquisizione della rete di stazioni di servizio in Spagna, in parte compensate dalla vendita del 10% della quota di partecipazione di Eni in Saipem, dalla cessione a Perenco delle licenze di produzione in Congo, nonché dal contributo di capitale a Plenitude di €0,6 miliardi grazie alla finalizzazione dell'accordo con il fondo EIP, che ha acquisito una partecipazione di minoranza pari al 7,6%.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €7.803 milioni. Tale misura di

⁵ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude 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, accantonamenti/proventi di natura straordinaria, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting o ripartiti proporzionalmente per competenza.

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

	(€ milioni)	Primo Semestre	
		2024	2023
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.475	7.425
Variazione del capitale di esercizio		1.038	(1.294)
Esclusione derivati su commodity		587	1.384
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(6)	609
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		8.094	8.124
Oneri (proventi) straordinari		(291)	1.399
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		7.803	9.523

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		2.885	3.899	(1.014)	(26,0)
<i>di cui: - ricerca esplorativa</i>		280	366	(86)	(23,5)
- sviluppo di idrocarburi		2.589	3.511	(922)	(26,3)
- altro		16	22	(6)	(27,3)
Global Gas & LNG Portfolio		5	6	(1)	(16,7)
Enilive e Plenitude		602	367	235	64,0
- Enilive		121	108	13	12,0
- Plenitude		481	259	222	85,7
Refining, Chimica e Power		332	294	38	12,9
- Refining		187	177	10	5,6
- Chimica		105	69	36	52,2
- Power		40	48	(8)	(16,7)
Corporate e altre attività		137	114	23	20,2
Effetto eliminazione utili interni		(9)	(4)	(5)	
Investimenti tecnici ^(a)		3.952	4.676	(724)	(15,5)
Investimenti in partecipazioni/business combination		2.308	1.810	498	27,5
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		6.260	6.486	(226)	(3,5)

(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 (€1.056 milioni e €189 milioni nel primo semestre 2024 e nel primo semestre 2023, rispettivamente).

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €6.260 milioni (circa -3% rispetto al primo semestre 2023). Gli **investimenti in partecipazioni/business combination** pari a €2.308 milioni includono principalmente il corrispettivo dell'acquisizione di Neptune Energy, acquisizioni nel business delle rinnovabili di Plenitude nonché la rete di stazioni di servizio in Spagna nel business Enilive.

Gli **investimenti tecnici** di €3.952 milioni (€4.676 milioni nel primo semestre 2023; circa -15%) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.589 milioni) in particolare in Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Italia, Iraq, Algeria, Libia, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€481 milioni) sono relativi principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti nonché attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€121 milioni) sono relativi all'attività di bioraffinazione, di biometano, nonché agli interventi in materia di salute,

sicurezza e ambiente, interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;

- nel settore Refining, Chimica e Power sono principalmente legati l'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€187 milioni) per la nuova bioraffineria di Livorno, per l'attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€105 milioni) su economia circolare e asset integrity;

- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€85 milioni).

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ⁶

EXPLORATION & PRODUCTION

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.	Var %
Utile operativo proforma adjusted		6.852	6.631	221	3,3
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		1.885	1.748	137	7,8
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		3.564	4.544	(980)	(21,6)
Esclusione special items		1.403	339	1.064	
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		4.967	4.883	84	1,7
Utile (perdita) ante imposte adjusted		5.364	5.418	(54)	(1,0)
<i>tax rate (%)</i>		55,1	52,7		
Utile (perdita) netto adjusted		2.408	2.564	(156)	(6,1)
I risultati includono:					
Costi di ricerca esplorativa:		186	228	(42)	(18,4)
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		81	119	(38)	(31,9)
- radiazione di pozzi di insuccesso		105	109	(4)	(3,7)
Investimenti tecnici		2.885	3.899	(1.014)	(26,0)

Nel primo semestre 2024 il settore Exploration & Production ha conseguito un **utile operativo proforma adjusted** di €6.852 milioni, in aumento del 3% rispetto al primo semestre 2023, a seguito della crescita produttiva (+5% rispetto al primo semestre 2023), delle azioni di efficienza e dei maggiori prezzi di realizzo che riflettono la ripresa del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent in crescita del 5% rispetto al primo semestre 2023).

L'**utile netto adjusted** di €2.408 milioni evidenzia una riduzione di €156 milioni rispetto al primo semestre 2023, pari a circa il 6%. La maggiore performance operativa è stata compensata dall'aumento del tax rate adjusted.

Nel primo semestre 2024, il tax rate adjusted è aumentato di circa 2 punti percentuali rispetto al periodo di confronto che riflette l'attuale mix geografico dei profitti con l'incidenza più elevata dei paesi a maggiore fiscalità, e l'impatto limitato dello spread dei prezzi del gas rispetto al Brent nell'attuale scenario, che potrebbe diluire il tax rate in caso di allargamento.

⁶ 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

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	Var %
Utile operativo proforma adjusted		659	2.563	(1.904)	(74,3)
di cui: società partecipate rilevanti		23	104	(81)	(77,9)
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(682)	814	(1.496)	..
Esclusione special item		1.318	1.645	(327)	
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		636	2.459	(1.823)	(74,1)
Utile (perdita) ante imposte adjusted		659	2.488	(1.829)	(73,5)
tax rate (%)		41,0	27,4		
Utile (perdita) netto adjusted		389	1.807	(1.418)	(78,5)
Investimenti tecnici		5	6	(1)	(16,7)

Nel primo semestre 2024 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €659 milioni, includendo il margine operativo della società all'equity SeaCorridor. Il risultato è stato impattato da uno scenario prezzi meno favorevole e dalla minore volatilità che ha ridotto le opportunità di trading e di ottimizzazione e dai minori benefici one-off legati agli esiti delle negoziazioni/arbitrati.

L'utile operativo adjusted delle società consolidate riflette una diversa classificazione della componente fiscale della tariffa di trasporto del gas dall'Algeria riscossa e versata dalla JV SeaCorridor per conto del trasportatore; tali componenti fiscali, precedentemente classificate all'interno dei costi operativi, sono stati riallocati per l'ammontare maturato da inizio anno tra le imposte sul reddito.

Il settore ha chiuso il primo semestre 2024 con un **utile netto adjusted** di €389 milioni in riduzione di €1.418 milioni rispetto al semestre 2023.

ENILIVE E PLENITUDE

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2024	2023	Var. ass.	Var %
EBITDA proforma adjusted		1.059	931	128	13,7
- Enilive		450	462	(12)	(2,6)
- Plenitude		609	469	140	29,9
Utile operativo proforma adjusted		689	605	84	13,9
- Enilive		298	340	(42)	(12,4)
di cui: società partecipate rilevanti		(14)		(14)	
- Plenitude		391	265	126	47,5
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.130	(48)	1.178	..
Esclusione special item		(419)	653	(1.072)	..
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		711	605	106	17,5
Utile (perdita) ante imposte adjusted		650	581	69	11,9
tax rate (%)		33,7	31,0		
Utile (perdita) netto adjusted		431	401	30	7,5
Investimenti tecnici		602	367	235	64

Nel primo semestre 2024 **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €298 milioni, in calo del 12% rispetto allo stesso periodo del 2023, come conseguenza del deterioramento dei margini dei biocarburanti. Nella bioraffinazione, la produzione raddoppiata grazie alla capacità addizionale e all'incremento dei tassi di utilizzo, e la massimizzazione del pretrattamento dei feedstock complessi, hanno più che compensato la pressione sui margini a seguito del prezzo spot HVO in Europa e dei minori costi delle certificazioni RIN (Renewable Identification Number) nel Nord America. I solidi risultati del marketing hanno beneficiato della crescita della domanda, in particolare nel segmento extrarete (jet fuel e gasolio) e della valorizzazione della domanda captive.

Il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €450 milioni (€462 milioni nel primo semestre 2023) confermando la previsione annua di circa €1 miliardo. Enilive è ben posizionata per capitalizzare l'aumento atteso della

domanda nella seconda metà del 2024, sostenuta da nuovi obblighi normativi nei Paesi Bassi e dall'impatto del Regolamento Europeo anti-dumping recentemente emanato, nonché dalla più stringente policy in California.

Nel primo semestre del 2024 **Plenitude** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €391 milioni, in crescita del 48% rispetto al primo semestre del 2023, grazie alla progressione dei margini retail in Italia, sostenuti anche da una minore volatilità dello scenario delle commodity, e al recupero della competitività sui mercati internazionali, nonché alla crescita della capacità installata da fonti rinnovabili e al conseguente incremento dei relativi volumi di produzione.

L'EBITDA proforma adjusted è stato pari a €609 milioni, in crescita del 30% rispetto al primo semestre 2023.

L'**utile netto adjusted** del settore è pari a €431 milioni, in aumento dell'8% rispetto al primo semestre 2023.

REFINING, CHIMICA E POWER

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.	Var %
Utile operativo proforma adjusted		(58)	214	(272)	..
- Refining		282	307	(25)	(8,1)
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		125	227	(102)	(44,9)
- Chimica		(390)	(179)	(211)	..
- Power		50	86	(36)	(41,9)
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		0	(838)	838	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(230)	549	(779)	
Esclusione special item		47	276	(229)	
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		(183)	(13)	(170)	..
Utile (perdita) ante imposte adjusted		(96)	200	(296)	..
<i>tax rate (%)</i>		..	26,0		
Utile (perdita) netto adjusted		(44)	148	(192)	..
Investimenti tecnici		332	294	38	12,9

Nel primo semestre 2024 il settore Refining, Chimica e Power ha registrato la **perdita operativa proforma adjusted** di €58 milioni rispetto all'utile di €214 milioni del primo semestre 2023.

Il business **Refining** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €282 milioni, in leggero calo rispetto al primo semestre 2023, a seguito dei margini di raffinazione più deboli e delle minori lavorazioni. Il risultato include il contributo di ADNOC R>.

Il risultato del business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €390 milioni nel primo semestre 2024 (perdita operativa di €179 milioni nel primo semestre 2023). Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di business 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 business **Power** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €50 milioni nel primo semestre 2024 con una riduzione del 42% rispetto al periodo di confronto 2023, a causa della riduzione dello scenario prezzi dell'energia e al calo della domanda da parte del Transmission Operator System (TSO) nell'ambito del mercato dei servizi ancillari.

Il settore Refining, Chimica e Power ha registrato una **perdita netta adjusted** pari a €44 milioni rispetto all'utile di €148 milioni del primo semestre 2023.

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 operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, 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

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2024	2023	var %
Utile operativo adjusted E&P		4.967	4.883	1,7
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		1.885	1.748	7,8
Utile operativo proforma adjusted E&P		6.852	6.631	3,3
Utile operativo adjusted GGP		636	2.459	(74,1)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		23	104	(77,9)
Utile operativo proforma adjusted GGP		659	2.563	(74,3)
Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude		711	605	17,5
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		(22)		..
Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude		689	605	13,9
Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Power		(183)	(13)	..
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		125	227	(44,9)
Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Power		(58)	214	..
Utile operativo adjusted altri settori		(111)	(258)	57,0
Effetto eliminazione utili interni		192	346	
Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)		8.223	10.101	(18,6)

(a) Le principali partecipazioni rilevanti sono Vår Energi, Azule Energy, Mozambique Rovuma Venture, 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.

	31 dicembre 2023	Riclassifica crediti finanziari	1 gennaio 2024	30 giugno 2024	Var. ass.
(€ milioni)					
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729		28.729	31.738	3.009
- Debiti finanziari a breve termine	7.013		7.013	8.354	1.341
- Debiti finanziari a lungo termine	21.716		21.716	23.384	1.668
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)		(10.193)	(10.180)	13
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)		(6.782)	(7.254)	(472)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(855)	(1.339)	(2.194)	(2.191)	3
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex	10.899	(1.339)	9.560	12.113	2.553
Passività per beni in leasing	5.336		5.336	5.341	5
- di cui working interest Eni	4.856		4.856	4.846	(10)
- di cui working interest follower	480		480	495	15
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex	16.235	(1.339)	14.896	17.454	2.558
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	53.644		53.644	55.219	1.575
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20			0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,30			0,32	

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	Primo Semestre	
	2024	2023
	(€ milioni)	
Utile (perdita) netto del periodo	1.932	2.721
Componenti non riclassificabili a conto economico	(3)	15
<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>	(11)	15
<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	1.609	(431)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.701	(994)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(64)	706
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(46)	64
<i>Effetto fiscale</i>	18	(207)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.606	(416)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	3.538	2.305
di competenza:		
- azionisti Eni	3.476	2.266
- interessenze di terzi	62	39

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023		55.230
Totale utile (perdita) complessivo	2.305	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.472)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(31)	
Acquisto azioni proprie	(437)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)	
Imposte su cedole Bond ibrido	25	
Altre variazioni	(5)	
Totale variazioni		298
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2023		55.528
di competenza:		
- azionisti Eni		55.107
- interessenze di terzi		421
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)	
Acquisto azioni proprie	(547)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)	
Imposte su cedole Bond ibrido	25	
Operazione Plenitude - cessione EIP	588	
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

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 2024		31 dicembre 2023	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			58.069		56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.875		4.834
Attività immateriali			6.475		6.379
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.587		1.576
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			14.547		13.886
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		1.054		2.335
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.260)		(2.031)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 8)	(64)		(36)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 8)	(59)		(65)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)	181		200	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	165		205	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	(2.483)		(2.335)	
Totale Capitale immobilizzato			84.347		83.278
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.679		6.186
Crediti commerciali	(vedi nota 6)		11.395		13.184
Debiti commerciali	(vedi nota 15)		(12.654)		(14.231)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(3.562)		(2.112)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.242)		(1.685)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(42)		(38)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	(2.807)		(1.811)	
- passività per imposte differite		(5.300)		(4.702)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	(62)		(16)	
- attività per imposte sul reddito correnti		527		460	
- attività per imposte sul reddito non correnti		142		142	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	744		915	
- attività per imposte anticipate		4.343		4.482	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	129		137	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	20		9	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(14)		(5)	
Fondi per rischi e oneri			(15.509)		(15.533)
Altre attività (passività), composti da:			535		(892)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 14)			7	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 6)	4.011		3.158	
- altre attività correnti	(vedi nota 8)	3.924		4.722	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	3.682		3.051	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(4.188)		(4.083)	
- altre passività correnti	(vedi nota 8)	(2.618)		(3.732)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 8)	(4.276)		(4.015)	
Totale Capitale di esercizio netto			(13.116)		(13.398)
Fondi per benefici ai dipendenti			(754)		(748)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			2.196		747
composte da:					
- attività destinate alla vendita		5.091		2.609	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(2.895)		(1.862)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			72.673		69.879
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			55.219		53.644
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			31.738		28.729
- passività finanziarie a lungo termine		23.392		21.716	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.621		2.921	
- passività finanziarie a breve termine		4.733		4.092	
- altre attività non correnti	(vedi nota 8)	(8)			
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(10.180)		(10.193)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(7.254)		(6.782)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		(2.191)		(855)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			12.113		10.899
Passività per beni in leasing, composti da:			5.341		5.336
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.209		4.208	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		1.132		1.128	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 (a)			17.454		16.235
COPERTURE			72.673		69.879

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATOVoci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

	Primo Semestre 2024		Primo Semestre 2023	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto		1.932		2.721
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.899		3.161
- ammortamenti	3.886		3.725	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	1.503		389	
- radiazioni	103		135	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(611)		(691)	
- altre variazioni	49		(420)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(31)		23	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(184)		(418)
Dividendi, interessi e imposte		3.165		3.071
- dividendi	(85)		(92)	
- interessi attivi	(238)		(236)	
- interessi passivi	623		482	
- imposte sul reddito	2.865		2.917	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.038)		1.294
- rimanenze	(450)		2.063	
- crediti commerciali	2.457		6.043	
- debiti commerciali	(1.951)		(8.444)	
- fondi per rischi e oneri	(301)		(140)	
- altre attività e passività	(793)		1.772	
Dividendi incassati		1.104		1.340
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.819)		(3.389)
Interessi (pagati) incassati		(584)		(355)
- Interessi incassati	170		153	
- Interessi pagati	(754)		(508)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.475		7.425
Investimenti		(3.952)		(4.676)
- attività materiali	(3.721)		(4.551)	
- attività immateriali	(231)		(125)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.308)		(1.810)
- partecipazioni	(466)		(1.182)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(1.842)		(628)	
Disinvestimenti		627		489
- attività materiali	213		42	
- attività immateriali	2		32	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			380	
- partecipazioni	412		35	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		48		299
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(49)		(148)	
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(3)			
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(114)		356	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	20		24	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	194		67	
Free cash flow		890		1.727

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO
**Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale**

	Primo Semestre 2024		Primo Semestre 2023	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		890		1.727
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		(120)		666
- variazione netta titoli e crediti finanziari	(120)		666	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.444		1.428
- assunzione di debiti finanziari a lungo termine	3.300		4.050	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(2.588)		(509)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	732		(2.113)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(671)		(475)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.486)		(2.008)
- apporti (rimborsi) netti di capitale da (ad) azionisti terzi	590		(16)	
- acquisto di azioni proprie	(566)		(406)	
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(57)	
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.495)		(1.509)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(29)		(20)	
- altri apporti	14			
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)		(87)
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(87)		(87)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		45		(15)
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	45		(15)	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		15		1.236

Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & 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. Nel breve termine, i prezzi del petrolio sono influenzati dall'equilibrio tra domanda e offerta e dal livello delle scorte globali. La domanda petrolifera è molto sensibile al ciclo economico e alla fiducia di consumatori e imprese, nonché a eventi esterni di varia natura (tensioni geopolitiche, guerre, pandemie eccetera), mentre la produzione ha un minore grado di elasticità nel breve termine; questi trend sono alla base della volatilità del prezzo. I movimenti del prezzo guidati dai fattori fisici sono amplificati dal positioning degli operatori finanziari con scommesse al rialzo o al ribasso nel mercato dei future, che riflettono le aspettative circa l'evoluzione futura della domanda e dell'offerta.

Nel lungo termine, i prezzi del petrolio sono influenzati da tendenze più strutturali. La crescita economica e demografica globale, che determina un aumento della domanda di petrolio, spinge al rialzo i prezzi. La transizione verso fonti energetiche rinnovabili, le politiche per ridurre le emissioni di carbonio e un maggiore orientamento verso la sostenibilità e l'efficienza energetica possono invece ridurre la domanda di petrolio nel tempo.

Nel primo semestre 2024 il greggio di riferimento Brent ha registrato una quotazione media di 84 \$/bbl (+5% rispetto agli 80 \$/bbl del primo semestre 2023) in un contesto di sostanziale equilibrio tra domanda e offerta con le scorte commerciali OCSE rimaste in linea con gli stock d'inizio anno e con i valori medi storici. La domanda mondiale di petrolio è prevista crescere in maniera moderata (tra un punto e un punto percentuale e mezzo, pari a circa +1 mln bbl/g) grazie alla tenuta dell'economia USA e alla crescita di alcuni Paesi in via di Sviluppo (PVS), i cui effetti sono attenuati dalla stagnazione dell'Europa e dall'incerta ripresa dell'economia cinese.

Nonostante il complesso quadro geopolitico, non sono state registrate tensioni sul lato offerta. L'alleanza dei produttori dell'OPEC+ ha continuato la politica di sostegno dei prezzi, annunciando agli inizi di giugno il graduale rientro dei tagli volontari in essere, a partire solo dal quarto trimestre 2024 e a condizione di non alterare l'equilibrio di mercato.

Le compagnie petrolifere internazionali quotate hanno mantenuto la disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi di mercato causata dal COVID-19, caratterizzata da un approccio prudente alle decisioni d'investimento, piani di spesa finalizzati al sostegno delle produzioni, rinunciando alla crescita e privilegiando la ristrutturazione dei bilanci e la remunerazione degli azionisti nell'allocazione dei flussi di cassa generati in un ambiente di prezzi ancora elevati. L'ondata di "mergers & acquisitions" negli USA è coerente con questo approccio, avendo, in maniera differente dal passato, il proprio razionale nella ricerca di economie di scala, sinergie tecnico-operative, consolidamento in bacini chiave e il rimpiazzo delle riserve per via esterna considerato la percepita sottovalutazione del settore e i premi molto contenuti rispetto alle quotazioni correnti delle società target, nonché l'utilizzo delle azioni in luogo della cassa per non drenare liquidità. In tale contesto, la produzione USA pur ritornata ai livelli pre-COVID pari a circa 13,2 milioni bbl/g, mostra segnali di stabilizzazione e anche in altre aree non OPEC la crescita sembra rallentare.

I principali rischi e incertezze della seconda parte del 2024 sono relativi a un possibile rallentamento dell'economia USA, come sembra segnalare la modesta dinamica dei consumi di benzina all'inizio della "driving season", il mantenimento della politica monetaria restrittiva da parte della US FED che penalizza la domanda di petrolio dei PVS attraverso il dollaro forte (rendendo quindi più costose le importazioni di greggio) e il possibile effetto depressivo sui consumi interni, nonché gli imprevedibili sviluppi legati alla crisi tra Russia e Ucraina e in Medio Oriente. La previsione Eni di prezzo per la restante parte dell'anno è sostanzialmente allineata al valore del primo semestre per una media annua di circa 86 \$/bbl e un prezzo di lungo termine di 80 \$/bbl (in termini reali al 2027) con un tasso d'inflazione del 2% fino al 2032. Oltre tale orizzonte, il prezzo del petrolio in termini reali è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia. Questo scenario conferma le assunzioni adottate nelle valutazioni di recuperabilità delle proprietà oil&gas della Relazione Finanziaria Annuale 2023.

Il prezzo del gas ha consolidato il trend discendente in atto dall'ultima parte del 2022 che ha visto le quotazioni ai principali hub europei (TTF e PSV) perdere circa l'80% rispetto ai valori registrati nel corso della crisi energetica innescata dalla guerra russo-ucraina; una simile dinamica ha caratterizzato il mercato statunitense. Il settore gas è entrato in una temporanea fase di oversupply dovuta alla recessione industriale in Europa, alla modesta ripresa cinese, alla crescita delle rinnovabili, a una

mite stagione invernale nell'emisfero Nord-Occidentale, agli elevati livelli di stoccaggio, nonché all'eccezionale performance produttiva delle compagnie di shale gas USA dove la produzione ha raggiunto il record di 105 bcf/d (circa 3 miliardi di mc/giorno) per poi assestarsi sui 100 bcf/d, alimentando rilevanti flussi di esportazione di GNL, che hanno trovato uno sbocco in Europa grazie all'incremento dei terminali di ricezione. Nel primo semestre 2024 le quotazioni medie del gas naturale presso gli hub europei hanno registrato circa 30 €/MWh, valore confermato per la seconda parte dell'anno. Nel medio termine i prezzi sono attesi su livelli non molto dissimili da quelli correnti con un valore di equilibrio di circa 35 €/MWh (24 €/MWh al 2030) in relazione all'avvio di rilevanti progetti di GNL soprattutto negli USA e in Qatar che manterranno il mercato in equilibrio.

Lo scenario Eni aveva scontato tali fondamentali nella Relazione Finanziaria Annuale 2023; pertanto non vi sono modifiche alla view Eni sul mercato del gas.

Lo scenario commodity della semestrale non presenta, per le considerazioni esposte, evidenza di impairment indicator 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. La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta direttamente al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili. L'analisi di sensitività per l'anno 2024 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,13 miliardi a fronte di variazioni del Brent di 1 \$/bbl rispetto al prezzo previsivo di 86 \$/bbl e di circa €0,13 miliardi a fronte di variazioni dei gas spot europei di 1 \$/mmbtu rispetto al prezzo previsivo di circa 10 \$/mmbtu; 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 nuove obbligazioni o utilizzando le linee di credito. I flussi di cassa operativi e l'accesso al mercato dei capitali del Gruppo sono soggetti a diverse variabili, quali: (i) l'ammontare delle riserve certe del Gruppo; (ii) il volume di petrolio e di gas naturale che il Gruppo è in grado di produrre e vendere dai pozzi esistenti; (iii) i prezzi di vendita del petrolio e del gas naturale; (iv) la capacità di acquisire, scoprire e produrre nuove riserve; e (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 di valutare le performance ESG delle aziende creditrici. Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla performance e sulle prospettive reddituali 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 anti-economiche 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

Il settore della raffinazione oil e la Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dall'andamento nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.

Nel primo semestre 2024 il settore raffinazione di Eni con un margine medio di circa 8 \$/bbl ha beneficiato di condizioni di

mercato ancora complessivamente favorevoli grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione e del trasporto su strada, ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up e alla riduzione del costo del gas. È prevedibile che i margini di raffinazione si indeboliscano nel medio termine per effetto dell'ingresso di nuova capacità in Medio Oriente, Africa e Asia con l'avvio di impianti di dimensioni mega. Il settore della raffinazione europea si conferma un business caratterizzato da fattori di debolezza strutturale a causa della competizione da parte di produttori con maggiori economie di scala e minori costi operativi per oneri ambientali, nonché in considerazione dell'atteso declino della domanda di carburanti tradizionali per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU. Nella parte finale del semestre, i margini di raffinazione si sono sostanzialmente indeboliti a causa della dinamica del costo della carica non riflessa nei crack spreads dei prodotti, in particolare il gasolio.

Il business della Chimica Eni gestito dalla Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori che beneficiano di economie di scala e altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA), accentuarsi dei fattori di debolezza strutturale della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali, nonché dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche di sostenibilità. Il downturn del settore chimico europeo che ha caratterizzato l'intero 2023 è proseguito nel primo semestre 2024 aggravato dalla stagnazione economica dell'Eurozona e dalla caduta della produzione industriale. Non si prevedono apprezzabili miglioramenti nel prossimo semestre.

RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Il contesto in cui Eni opera 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, poi 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 (auto elettriche, prodotti "plastic-free", efficienza energetica, eccetera) potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda d'idrocarburi nel medio-lungo termine e un aumento dei costi operativi del settore Oil & Gas. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/redditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono le decisioni di investimento a lungo termine maggiormente rischiose. Inoltre, la crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la "license to operate" delle società petrolifere. Altro fattore di rischio è il numero crescente di contenziosi ambientali promossi da vari esponenti della società civile e in alcuni casi da pubbliche amministrazioni, con la finalità di accertare una presunta responsabilità delle compagnie petrolifere nel perseguire politiche industriali che avrebbero deliberatamente causato il cambiamento climatico, comportando anche violazioni dei diritti umani, nonché di ottenere risarcimenti per i danni economici asseritamente imputabili a eventi meteorologici o naturali riconducibili al cambiamento climatico. Eni è impegnata nell'esecuzione di una strategia di riposizionamento del portafoglio basata sulla progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita delle energie rinnovabili, dei biocarburanti sostenibili e dei chemicals ecocompatibili, così come dello sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni e di vettori energetici low carbon. Tale strategia è soggetta a vari rischi: "execution", maggiore incertezza sui ritorni e sul successo degli investimenti in nuovi vettori energetici (ad es. la cattura della CO₂ oppure la fusione a confinamento magnetico) e adeguata disponibilità di fondi per finanziare lo sviluppo della capacità produttiva di prodotti decarbonizzati (energia elettrica da fonti rinnovabili, biocarburanti, biometano, eccetera).

RISCHI CONNESSI AL CONTESTO ECONOMICO GLOBALE E AL QUADRO GEOPOLITICO

I risultati reddituali e i flussi finanziari attesi dal Gruppo nel secondo semestre 2024 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale e all'incertezza connessa al complesso quadro geopolitico in relazione al protrarsi della guerra in Ucraina, alle controversie commerciali tra Stati Uniti e Cina e all'instabilità in Medio Oriente. L'acuirsi delle tensioni, alimentando 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, il flusso 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. Nel primo semestre 2024, analogamente a quanto avvenuto nel 2023, Eni non ha effettuato prelievi di gas naturale da Gazprom per la commercializzazione nei mercati UE nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (occorre risalire al 2022 per registrare volumi significativi di gas naturale di provenienza russa nel

portafoglio Eni, che in quell'anno avevano coperto il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). I piani commerciali del Gruppo per il 2024 avevano scontato il possibile scenario di zero forniture dalla Russia per il mercato EU, dimensionando coerentemente gli impegni di vendita. Il management assume che le forniture di gas naturale dalla Russia saranno pressoché nulle anche nei prossimi anni. Per far fronte a questa situazione, il Gruppo attraverso varie iniziative commerciali, quali ad esempio l'utilizzo delle flessibilità contrattuali per aumentare i prelievi da altre geografie e l'aumento delle produzioni con la prossima entrata in esercizio di progetti GNL, ha adattato il portafoglio di forniture e sarà in grado nel medio termine di aumentare progressivamente gli impegni di vendita una volta assicurata la copertura delle esigenze di approvvigionamento interne (in particolare il feedgas per le centrali termiche di Gruppo) e i volumi per il settore retail gas gestito da Plenitude. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

RISCHIO MERCATO, RISCHIO CREDITO, RISCHIO LIQUIDITÀ

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. Tali esposizioni sono normalmente gestite dal Gruppo tramite l'utilizzo di strumenti derivati, ad eccezione delle esposizioni così dette strategiche relative alle produzioni delle riserve d'idrocarburi, ai margini di raffinazione e ad una quota dei volumi di gas naturale approvvigionati dai contratti long-term, venduti al mercato grossista, salvo particolari situazioni di mercato, nonché l'esposizione al dollaro USA relativa alla conversione in euro dei bilanci delle società del settore E&P che hanno il dollaro come valuta funzionale. Con riguardo a quest'ultima, l'analisi di sensitività per l'anno 2024 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,3 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR rispetto all'assunzione del management per il 2024 pari a un cambio euro/dollaro di 1,08. Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire adeguate fonti di finanziamento o che il Gruppo non sia in grado di liquidare le proprie attività sul mercato per far fronte alle esigenze finanziarie di breve termine. Tale situazione potrebbe avere un impatto negativo sui risultati economici e sui flussi di cassa del Gruppo, in quanto comporterebbe per Eni un aumento degli oneri finanziari per far fronte alle proprie obbligazioni, o nel peggiore degli scenari, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Il Gruppo è esposto al rischio di potenziali perdite derivanti dall'inadempienza delle controparti di pagare gli importi dovuti a Eni alla scadenza contrattuale in relazione alle forniture di prodotti o servizi Eni o altri addebiti da parte del Gruppo nel normale svolgimento delle operazioni. In caso di tali rischi o di situazioni di default delle controparti, il Gruppo incorre in perdite su crediti con impatti negativi sulla generazione di cassa. Per maggiori informazioni sul rischio mercato si rinvia alle Note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2023, nota n. 28 Garanzie Impegni e Rischi.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2023, circa l'82% delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo risulta localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale e Medio Oriente, che per varie ragioni sono caratterizzati, rispetto all'area OCSE, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica e anche del quadro normativo e legale. Tale instabilità e incertezza può causare eventi destabilizzanti 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 similari 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.

I principali rischi connessi all'attività svolta in tali Paesi esteri sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset del Gruppo, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) complessi iter di rilascio/rinnovo di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo; (vi) sistema di sanzioni adottate dagli USA e dall'UE nei confronti di determinati Paesi che possono compromettere la capacità di Eni di continuare a svolgere le proprie attività o a svolgerle con talune limitazioni.

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto al rischio Paese in Venezuela, Egitto e Nigeria a causa delle difficoltà finanziarie delle compagnie petrolifere statali o di compagnie locali, che sono partner del Gruppo nell'esecuzione di progetti Oil & Gas o che acquistano la produzione equity del Gruppo.

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. Gli investimenti e le riserve in altri progetti Eni nel Paese sono stati completamente svalutati in precedenti reporting period a causa dei rischi connessi all'ambiente operativo. Alla data della presente semestrale, l'esposizione creditoria Eni verso PDVSA ammonta a circa €1,8 miliardi (€0,7 miliardi al netto del fondo svalutazione). Nel corso del 2024, grazie alla temporanea sospensione delle sanzioni accordata dagli USA, è stato possibile compensare una parte dei crediti maturati nel semestre con carichi di greggio di proprietà PDVSA fino a circa il 60% degli ammontari maturati nel periodo; per il secondo semestre è stata ottenuta un'ulteriore esenzione da parte del Department Of State. L'esposizione verso il Venezuela rimane un fattore di rischio nel breve-medio termine.

L'attuale contesto in Medio Oriente impatta sullo stato economico-finanziario dell'Egitto. In particolare, tale situazione riduce il grado di solvibilità delle Compagnie di Stato del Paese che acquistano la quota equity delle produzioni degli investitori internazionali. Questo ha comportato un ritardo nei pagamenti dei crediti vantati da Eni per la propria produzione equity. Nel primo semestre 2024 sono stati sostanzialmente incassati i crediti maturati nello stesso periodo ed è stato concordato un piano di rientro dello scaduto con le compagnie di Stato.

La redditività delle operazioni petrolifere onshore operate da Eni in Nigeria è stata penalizzata da alcuni anni dai rischi del contesto operativo (furti di petrolio, danneggiamenti, oil spill, interruzioni delle attività) e dalle perdite su crediti in relazione alla scarsa affidabilità finanziaria dei partner (compagnia di stato e operatori locali) nell'assicurare i fondi per lo sviluppo della produzione. La prospettata cessione delle attività operate nell'onshore del Paese (licenze produttive OML 60/61/62/63) all'operatore locale si inquadra nella strategia di upgrading e di ribilanciamento del portafoglio upstream con focalizzazione sugli sviluppi gas e uscita da asset petroliferi long-life, con importanti investimenti in contesti operativi complessi e sfavorevoli.

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.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

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 per loro natura ai rischi operativi connessi con le 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 innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Vi sono rischi che tali eventi possano assumere proporzioni catastrofiche per l'ambiente, la sicurezza delle persone e la proprietà, come nel caso dell'incidente petrolifero del pozzo Macondo occorso nel 2010 nel Golfo del Messico a una compagnia petrolifera internazionale. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

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 ad alcuni 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. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

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.

Nel giugno 2024, in relazione alle passività ambientali relative ai siti italiani oggetto di conferimento nel 1989 da un operatore italiano a Eni, le due parti hanno definito i termini di una transazione che riconosce il principio della condivisione al 50% dei costi delle attività di bonifica e ripristino ambientale. Tale accordo riguarda sia i costi sostenuti da Eni per le operazioni di bonifica sin qui condotte in relazione alla dismissione/chiusura di gran parte di quelle attività o in relazione ai livelli d'inquinamento accertati a seguito di caratterizzazioni ambientali nei siti ancora operativi, sia i costi futuri che il Gruppo prevede di sostenere in relazione alle obbligazioni costruttive o legali esistenti alla data della semestrale i cui relativi costi sono stati accantonati in bilancio. Tale accordo ha comportato un beneficio per Eni di circa €0,8 miliardi e consente di de-rischiare in modo significativo le potenziali passività associate alle operazioni di bonifica in corso presso i siti italiani oggetto dell'accordo che costituiscono la gran parte dei siti a rischio ambientale dell'Eni in Italia.

Inoltre, il mancato adeguamento alla normativa ambientale (che risulta peraltro in rapida e continua evoluzione) ovvero il mancato adempimento a provvedimenti e imposizioni di adeguamento delle attività svolte, può esporre il Gruppo al rischio di essere ritenuto responsabile civile di eventuali danni e conseguenti richieste di risarcimento. L'eventuale soccombenza in relazione ai procedimenti in corso potrebbe determinare in relazione alla responsabilità amministrativa dell'Ente l'applicazione di sanzioni pecuniarie e/o interdittive, quali l'interdizione dall'esercizio dell'attività, la sospensione o la revoca di autorizzazioni, licenze o concessioni, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, le prospettive, la reputazione nonché la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'AUMENTO DELLE IMPOSTE SUL REDDITO E DELLE ROYALTIES

Le operazioni nel settore Oil & Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, la cui incidenza sull'utile ante imposte tende a essere più elevata rispetto alle altre attività commerciali. Il possibile aumento dell'aliquota fiscale marginale nel settore Oil & Gas connesso all'aumento dei prezzi del petrolio potrebbe rendere più difficile per Eni tradurre l'aumento dei prezzi del petrolio in un aumento dell'utile netto. 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.

L'ultimo in ordine temporale è stata la legge di bilancio 2023 dello Stato italiano che ha introdotto a carico delle imprese del settore energetico un contributo solidaristico da versare nel 2023, calcolato applicando un'aliquota del 50% all'imponibile IRES 2022 che eccede un ammontare pari al 110% dell'imponibile medio registrato nei quattro anni precedenti. La base imponibile comprende anche la distribuzione di riserve in sospensione d'imposta, la cui inclusione è contestata da Eni perché ritenute estranee ai profitti connessi allo scenario energetico 2022; il relativo debito d'imposta pari a €454 milioni è pendente alla data della presente semestrale ed il pagamento della prima rata (€227 milioni) scaduta a maggio è stato differito in

relazione a interlocuzioni con lo Stato italiano.

Eventuali ulteriori inasprimenti della pressione fiscale o eventuali prelievi straordinari una tantum sulla base di provvedimenti che potrebbero essere emanati dai governi dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbero determinare un incremento, anche significativo delle imposte cui è soggetto il Gruppo, con conseguenti impatti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO NEL SETTORE IN CUI OPERA IL GRUPPO

L'attuale 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 e le agenzie nazionali dei Paesi in cui sono ubicate le riserve di idrocarburi per l'ottenimento di diritti di sfruttamento minerario. Poiché i prezzi delle materie prime sono al di fuori del controllo di Eni, la competitività della compagnia in tale contesto richiede una continua attenzione all'innovazione tecnologica, al raggiungimento e mantenimento di efficienze nei costi operativi, a una gestione efficace delle risorse di capitale e alla capacità di fornire servizi agli acquirenti di energia.

Nel caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi, che possono aumentare in caso di una ripresa economica più debole del previsto derivante dalle conseguenze della crisi tra Russia e Ucraina e in Medio Oriente o nel caso in cui le politiche monetarie restrittive delle banche centrali provochino un "hard landing" dell'economia, il Gruppo potrebbe non riuscire a mantenere o aumentare i propri volumi di vendita e di redditività, con effetti negativi sull'attività, sulle prospettive, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario sia nella fase esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità insufficienti d'idrocarburi tali da giustificare lo sfruttamento economico, sia nella fase di sviluppo, in relazione al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali a causa delle incertezze, alle complessità realizzative dei progetti di sviluppo con rischi di ritardi esecutivi e cost overrun, nonché ai lunghi tempi di ritorno degli investimenti esposti alla volatilità dei prezzi. Tali rischi non hanno registrato modifiche significative rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale 2023, alla quale si rinvia.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI DI ENERGIA ALTERNATIVE E RINNOVABILI

Il Gruppo è attivo da alcuni anni nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'ambito della strategia di diversificazione e trasformazione del modello di business per ridurre l'esposizione del portafoglio al settore degli idrocarburi.

Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono soggetti a processi autorizzativi lunghi e complessi e richiedono investimenti di rilevante entità che vengono recuperati in base ai ricavi generati nel corso della vita utile degli impianti. Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei materiali e delle componenti impiantistiche, dei servizi per la realizzazione delle opere civili e per l'installazione e l'interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Già in passato il settore ha registrato incrementi, anche repentini, dei costi di alcune materie prime, della componentistica e dei servizi, nonché strozzature e ritardi nella catena di approvvigionamento con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti.

In aggiunta a quanto sopra, il business 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, (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.

RISCHI CONNESSI ALLE SANZIONI ECONOMICHE E FINANZIARIE

Nel primo semestre 2024 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito di programmi di sanzioni economiche e finanziarie che riguardano esclusivamente Eni per le attività condotte in Venezuela e Russia.

Sebbene le sanzioni siano generalmente volte a colpire l'economia del Paese oggetto del programma sanzionatorio e il Gruppo adotti misure volte a garantire che le proprie attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, non si può escludere che il possibile deterioramento della situazione economica, sociale e politica del singolo Paese sanzionato, il protrarsi dell'applicazione delle sanzioni, la modifica ovvero l'inasprimento delle stesse possano limitare l'operatività del Gruppo, anche in modo significativo, con impatti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas soprattutto a livello 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, caratterizzata da un graduale ripristino dell'equilibrio domanda/offerta a livello europeo, ha riportato i prezzi del gas e la volatilità quasi ai livelli pre-crisi Russia-Ucraina.

I fattori di mercato sono resi maggiormente complessi dalla presenza nel portafoglio di approvvigionamento di GGP dei contratti 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 ne sta stipulando nuovi, 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 cessare i prelievi per adempiere 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.

RISCHI CONNESSI AL FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI INFORMATICI E ALLA SICUREZZA INFORMATICA

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili, con impatti sia economici che reputazionali.

L'operatività del Gruppo dipende in misura significativa dai sistemi informatici e dai sistemi di elaborazione dati e da quelli dei propri consulenti e collaboratori per l'efficiente svolgimento delle attività industriali e commerciali, tra le quali in particolare la gestione dei rapporti con i clienti e con le controparti. Il Gruppo si avvale anche di un numero significativo di sistemi e di altre tecnologie forniti da soggetti terzi. Tali sistemi possono essere esposti al rischio di malfunzionamenti, interruzioni, virus, accessi non autorizzati da parte di terzi intenzionati a sottrarre o corrompere informazioni riservate/proprietarie e interruzione dei sistemi informatici, determinando errori nell'esecuzione delle operazioni, inefficienze nei processi, ritardi o cancellazione, perdite di clienti, fermi alla produzione o impedimenti alla spedizione di prodotti e altre interruzioni dell'operatività del Gruppo, con conseguenze negative potenzialmente rilevanti sui risultati economici-finanziari e sulla reputazione del Gruppo anche in relazione alle responsabilità nelle quali il Gruppo potrebbe incorrere in relazione alla violazione della riservatezza dei dati sui clienti e sui dipendenti del Gruppo.

Il livello di cyber risk si conferma elevato anche in relazione allo scenario geopolitico (per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2023).

Evoluzione prevedibile della gestione

Confermata la previsione annuale e l'incremento della capacità installata per Enilive e Plenitude; riviste al rialzo le previsioni per E&P e GGP

- Facendo leva sulla positiva performance operativa, in E&P la produzione annua di idrocarburi è prevista verso il limite superiore dell'intervallo annunciato di 1,69 - 1,71 milioni di boe/g assumendo una previsione di prezzo del Brent di 86 \$/bbl.
- GGP: la previsione di utile operativo proforma adjusted è rivista al rialzo a circa €1 miliardo.
- Enilive e Plenitude:
 - confermato l'EBITDA proforma adjusted di circa €1 miliardo per ciascun segmento, nonostante l'impatto negativo dello scenario.
 - capacità installata di energia rinnovabile confermata a 4 GW a fine 2024 (+30% rispetto all'anno precedente).

Miglioramento dei target finanziari e investimenti in linea con le previsioni

- Risultati consolidati allo scenario Eni confermato del primo trimestre: la previsione di EBIT proforma adjusted è rivista al rialzo a circa €15 miliardi; il flusso di cassa adjusted prima della variazione del circolante è atteso a oltre €14 miliardi.
- Investimenti organici: come da previsione originaria attesi a circa €9 miliardi. Includendo una revisione al rialzo del contributo del piano di disinvestimenti in corso, gli investimenti al netto degli incassi sono ottimizzati a un valore inferiore a €6 miliardi.

Remunerazione degli Azionisti: acconto sul dividendo incrementato del 6% e velocizzato il piano di buyback 2024

- Prossimo dividendo trimestrale: a seguito dell'approvazione da parte dell'ultima Assemblea degli Azionisti di un dividendo di €1 per azione per l'esercizio 2024, che rappresenta un aumento del 6% rispetto al 2023, la prima rata trimestrale del 2024 di €0,25 per azione sarà pagata il 25 settembre 2024 con data di stacco cedola il 23 settembre 2024, come deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 25 luglio 2024.
- A seguito dell'autorizzazione dell'ultima Assemblea degli Azionisti per un nuovo piano di acquisti di azioni proprie fino a €3,5 miliardi, il piano del management 2024 per un buyback da €1,6 miliardi è confermato, ma si prevede un piano di riacquisto più rapido rispetto alle assunzioni iniziali.
- Inoltre, in linea con la politica di distribuzione annunciata in occasione del Capital Markets Day di Marzo 2024, considerato il minore livello atteso di debito netto alla luce dei progressi nel piano di dismissioni, nel terzo trimestre saremo in grado di valutare l'ulteriore incremento fino al limite massimo del 35% dell'intervallo di distribuzione del flusso di cassa operativo adjusted¹ di budget, che corrisponde a un potenziale incremento del valore del buyback di €500 milioni.

Progressi del piano di dismissioni migliori delle attese, consentendo il programma di riduzione del debito

- Leverage dell'esercizio atteso ben al di sotto del 20%, rispetto all'iniziale previsione tra 20-25%. Su base proforma, tenendo conto delle operazioni identificate ma non ancora completate, il leverage dell'esercizio potrebbe raggiungere circa il 15%.
- Piano di dismissioni di Gruppo: sta procedendo più rapidamente delle aspettative e con eccellente visibilità sulla tempistica di realizzazione della maggior parte degli €8 miliardi di incassi netti previsti nel piano quadriennale.

Le prospettive e gli obiettivi sopra descritti sono dichiarazioni previsionali basate sulle informazioni ad oggi disponibili e sulle valutazioni del management e sono soggette ai potenziali rischi e incertezze dello scenario e ad altri fattori.

¹ Su base adjusted, prima della variazione del capitale circolante.

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 programma di acquisto di azioni proprie 2023 si è concluso il 5 marzo 2024 con un ammontare complessivo di 153,5 milioni di azioni per un esborso di cassa di €2,2 miliardi.

Eni, a seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 15 maggio 2024, ha lanciato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie. La prima tranche si è conclusa con l'acquisto di 6,4 milioni azioni proprie (pari allo 0,19% del capitale sociale) per un controvalore complessivo di €91,8 milioni. La seconda tranche, avviata a giugno 2024, avrà ad oggetto l'acquisto di azioni Eni fino a un massimo di €1,5 miliardi, un numero massimo di 321,6 milioni di azioni (circa il 9,8% del capitale sociale) e una durata massima fino alla fine di aprile 2025.

Dall'inizio del programma 2024 al 19 luglio 2024, sono state acquistate 21 milioni di azioni per un esborso di €298 milioni.

2

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	54
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	60
Attestazione del management	97
Relazione della Società di revisione	98

Stato patrimoniale

	(€ milioni)	Note	30.06.2024		31.12.2023	
			Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
Disponibilità liquide ed equivalenti			10.180	5	10.193	3
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(5)		7.254		6.782	
Altre attività finanziarie	(14)		623	60	896	19
Crediti commerciali e altri crediti	(6)		15.607	1.218	16.551	1.363
Rimanenze	(7)		6.679		6.186	
Attività per imposte sul reddito			527		460	
Altre attività	(8) (20)		4.668	12	5.637	32
			45.538		46.705	
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	(9)		58.069		56.299	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)		4.875		4.834	
Attività immateriali	(11)		6.475		6.379	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(7)		1.587		1.576	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)		13.225		12.630	
Altre partecipazioni	(13)		1.322		1.256	
Altre attività finanziarie	(14)		2.622	2.001	2.301	1.840
Attività per imposte anticipate	(19)		4.343		4.482	
Attività per imposte sul reddito			142		142	
Altre attività	(8) (20)		3.984	165	3.393	168
			96.644		93.292	
Attività destinate alla vendita	(21)		5.091		2.609	
TOTALE ATTIVITÀ			147.273		142.606	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
Passività finanziarie a breve termine	(16)		4.733	257	4.092	222
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)		3.621	9	2.921	21
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)		1.132	22	1.128	21
Debiti commerciali e altri debiti	(15)		19.339	3.880	20.654	4.245
Passività per imposte sul reddito			1.242		1.685	
Altre passività	(8) (20)		5.489	54	5.579	62
			35.556		36.059	
Passività non correnti						
Passività finanziarie a lungo termine	(16)		23.392	79	21.716	65
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)		4.209		4.208	6
Fondi per rischi e oneri	(18)		15.509		15.533	
Fondi per benefici ai dipendenti			754		748	
Passività per imposte differite	(19)		5.300		4.702	
Passività per imposte sul reddito			42		38	
Altre passività	(8) (20)		4.397	512	4.096	511
			53.603		51.041	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(21)		2.895		1.862	
TOTALE PASSIVITÀ			92.054		88.962	
Capitale sociale			4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti			35.462		32.988	
Riserve per differenze cambio da conversione			6.939		5.238	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale			7.585		8.515	
Azioni proprie			(1.505)		(2.333)	
Utile del periodo			1.872		4.771	
Totale patrimonio netto di Eni			54.358		53.184	
Interessenze di terzi			861		460	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(22)		55.219		53.644	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			147.273		142.606	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2023 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 23 - Altre informazioni.

Conto Economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2024		I semestre 2023	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica	(25)	44.651	1.412	46.776	2.283
Altri ricavi e proventi		1.575	100	414	73
TOTALE RICAVI		46.226		47.190	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(34.448)	(8.444)	(37.107)	(7.349)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(76)		(60)	(2)
Costo lavoro	(26)	(1.661)	5	(1.540)	(3)
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	(298)	110	41	(15)
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.886)		(3.725)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	(1.503)		(389)	
Radiazioni	(9) (11)	(103)		(135)	
UTILE OPERATIVO		4.251		4.275	
Proventi finanziari	(27)	2.830	85	3.196	69
Oneri finanziari	(27)	(3.435)	(39)	(3.552)	(17)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(27)	202		125	
Strumenti finanziari derivati	(20) (27)	85		(12)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(318)		(243)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		611		691	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		253	(12)	915	410
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)	864		1.606	
UTILE ANTE IMPOSTE		4.797		5.638	
Imposte sul reddito	(29)	(2.865)		(2.917)	
UTILE DEL PERIODO		1.932		2.721	
Utile del periodo di competenza Eni		1.872		2.682	
Interessenze di terzi		60		39	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		0,57		0,79	
- diluito		0,56		0,78	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Utile del periodo	1.932	2.721
Altre componenti dell'utile 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	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(11)	15
Effetto fiscale	(1)	
	(3)	15
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.701	(994)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(64)	706
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(46)	64
Effetto fiscale	18	(207)
	1.609	(431)
Totale altre componenti dell'utile complessivo	1.606	(416)
Totale utile complessivo del periodo	3.538	2.305
Totale utile complessivo del periodo di competenza Eni	3.476	2.266
Interessenze di terzi	62	39

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 (perdita) del periodo	Totale		
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2023	(22)	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)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile 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	(22)	4.005	35.462	6.939	7.585	(1.505)	1.872	54.358	861	55.219

(segue)

(segue) 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 (perdita) del periodo	Totale			
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2022	4.005	23.455	7.564	8.785	(2.937)	13.887	54.759	471	55.230	
Utile del I semestre 2023						2.682	2.682	39	2.721	
Altre componenti dell'utile complessivo										
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				15			15		15	
Componenti non riclassificabili a conto economico				15			15		15	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(994)				(994)		(994)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				499			499		499	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				64			64		64	
Componenti riclassificabili a conto economico			(994)	563			(431)		(431)	
Utile complessivo del periodo			(994)	578		2.682	2.266	39	2.305	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		(1.472)					(1.472)		(1.472)	
Attribuzione del dividendo di altre società								(31)	(31)	
Destinazione utile residuo 2022		13.887				(13.887)				
Rimborsi ad azionisti terzi								(16)	(16)	
Variazione di interesenze di terzi		42					42	(42)		
Annullamento azioni proprie				(2.400)	2.400					
Acquisto azioni proprie		(437)		437	(437)		(437)		(437)	
Piano incentivazione a lungo termine		9					9		9	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(87)					(87)		(87)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		11.942		(1.963)	1.963	(13.887)	(1.945)	(89)	(2.034)	
Altre variazioni		32		(5)			27		27	
Altri movimenti di patrimonio netto		32		(5)			27		27	
Saldi al 30 giugno 2023	4.005	35.429	6.570	7.395	(974)	2.682	55.107	421	55.528	
Utile del II semestre 2023						2.089	2.089	50	2.139	
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(21)			(21)		(21)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(2)			(2)		(2)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				30			30		30	
Componenti non riclassificabili a conto economico				7			7		7	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(1.007)	(9)			(1.016)		(1.016)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(116)			(116)		(116)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(10)			(10)		(10)	
Componenti riclassificabili a conto economico			(1.007)	(135)			(1.142)		(1.142)	
Utile complessivo del periodo			(1.007)	(128)		2.089	954	50	1.004	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		(1.533)					(1.533)		(1.533)	
Attribuzione del dividendo di altre società								(5)	(5)	
Variazione di interesenze di terzi		5					5	(5)		
Acquisto azioni proprie		(1.400)		1.400	(1.400)		(1.400)		(1.400)	
Piano incentivazione a lungo termine		11		(41)	41		11		11	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(51)					(51)		(51)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(2.968)		1.359	(1.359)		(2.968)	(10)	(2.978)	
Effetto emissione di obbligazioni convertibili				79			79		79	
Altre variazioni		527	(325)	(190)			12	(1)	11	
Altri movimenti di patrimonio netto		527	(325)	(111)			91	(1)	90	
Saldi al 31 dicembre 2023	(22)	4.005	32.988	5.238	8.515	(2.333)	4.771	53.184	460	53.644

Rendiconto finanziario

	(€ milioni)	Note	I semestre 2024	I semestre 2023
Utile del periodo			1.932	2.721
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti		(9) (10) (11)	3.886	3.725
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		(12)	1.503	389
Radiazioni		(9) (11)	103	135
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(13)	(611)	(691)
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(184)	(418)
Dividendi		(28)	(85)	(92)
Interessi attivi			(238)	(236)
Interessi passivi			623	482
Imposte sul reddito		(29)	2.865	2.917
Altre variazioni			49	(420)
Flusso di cassa del capitale di esercizio			(1.038)	1.294
- rimanenze			(450)	2.063
- crediti commerciali			2.457	6.043
- debiti commerciali			(1.951)	(8.444)
- fondi per rischi e oneri			(301)	(140)
- altre attività e passività			(793)	1.772
Variazione fondo per benefici ai dipendenti			(31)	23
Dividendi incassati			1.104	1.340
Interessi incassati			170	153
Interessi pagati			(754)	(508)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati			(2.819)	(3.389)
Flusso di cassa netto da attività operativa			6.475	7.425
- di cui verso parti correlate		(32)	(6.020)	(3.421)
Flusso di cassa degli investimenti			(6.426)	(6.278)
- attività materiali		(9)	(3.721)	(4.551)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(10)	(3)	
- attività immateriali		(11)	(231)	(125)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(23)	(1.842)	(628)
- partecipazioni		(13)	(466)	(1.182)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa			(49)	(148)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento			(114)	356
Flusso di cassa dei disinvestimenti			841	580
- attività materiali			213	42
- attività immateriali			2	32
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		(23)		380
- partecipazioni			412	35
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa			20	24
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento			194	67
Variazione netta titoli e crediti finanziari			(120)	666
Flusso di cassa netto da attività di investimento			(5.705)	(5.032)
- di cui verso parti correlate		(32)	(1.155)	(892)
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine		(16)	3.300	4.050
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine		(16)	(2.588)	(509)
Rimborso di passività per beni in leasing		(10)	(671)	(475)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine		(16)	732	(2.113)
Dividendi pagati ad azionisti Eni			(1.495)	(1.509)
Dividendi pagati ad altri azionisti			(29)	(20)
Apporti (rimborsi) netti di capitale da azionisti terzi			590	(16)
Altri apporti			14	
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate				(57)
Acquisto di azioni proprie		(22)	(566)	(406)
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue			(87)	(87)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento			(800)	(1.142)
- di cui verso parti correlate		(32)	1	(205)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti			45	(15)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti			15	1.236
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo			10.205	10.181
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo^(a)			10.220	11.417

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

Note esplicative al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2024 (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, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore dal 1° gennaio 2024 indicati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione.

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.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation, le imprese collegate e le altre partecipazioni rilevanti sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2024" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio semestrale al 30 giugno 2024, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 25 luglio 2024, 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 2024, indicate nel paragrafo "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2023, 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 2023. 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 NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 9 aprile 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 18 "Presentation and Disclosure in Financial Statements" che sostituisce lo IAS 1. In particolare, al fine di aumentare la comparabilità e la trasparenza delle informazioni, l'IFRS 18: (i) richiede la presentazione di specifici risultati parziali nello schema di conto economico e apporta limitate modifiche, essenzialmente, agli schemi di rendiconto finanziario e stato patrimoniale; (ii) introduce specifiche disclosure, da fornirsi nelle note al bilancio, sulle management-defined performance measure; e (iii) introduce nuovi principi di aggregazione e disaggregazione delle informazioni presentate in bilancio. Le disposizioni dell'IFRS 18 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

In data 9 maggio 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 19 "Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures", volto a ridurre i disclosure requirement ai fini della redazione del bilancio di esercizio (e, eventualmente, consolidato) delle società (che non siano né quotate né istituzioni finanziarie) controllate, direttamente o indirettamente, da una società che redige il proprio bilancio consolidato IFRS, disponibile per il pubblico utilizzo. Le disposizioni dell'IFRS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

In data 30 maggio 2024, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Classification and Measurement of Financial Instruments" 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. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

In data 18 luglio 2024, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards – Volume 11", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili 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)	30.06.2024	31.12.2023
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.192	1.250
Altri titoli	5.473	5.196
	6.665	6.446
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	589	336
	7.254	6.782

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 2023.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.891 milioni e di livello 2 per €1.363 milioni. Nel corso del primo semestre 2024 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2024	31.12.2023
Crediti commerciali	11.395	13.184
Crediti per attività di disinvestimento	181	200
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.866	1.365
Crediti verso altri	2.165	1.802
	15.607	16.551

La variazione dei crediti commerciali di €1.789 milioni è riferita, in diminuzione, ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €1.808 milioni, alla linea di business Plenitude per €663 milioni e, in aumento, al settore Exploration & Production per €396 milioni.

Nel corso del primo semestre 2024, sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2024 per €1.916 milioni (€1.745 milioni nell'esercizio 2023 con scadenza 2024). Le cessioni hanno riguardato crediti relativi al settore Refining, Chimica e Power per €951 milioni, alle linee di business Enilive per €544 e Plenitude per €130 milioni e al settore Global Gas & LNG Portfolio per €291 milioni.

La maggiore esposizione per crediti commerciali alla data di bilancio riguarda le società petrolifere di stato dell'Egitto con un importo pari a €1.273 milioni (€1.156 milioni al 31 dicembre 2023) in parte scaduti, in relazione alle forniture di gas naturale derivanti dalle produzioni equity Eni. Gli incassi del semestre hanno rispettato la tempistica degli accordi definiti a inizio anno; pertanto, il valore del fondo rischi è confermato pari al time value.

L'incremento dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione di €501 milioni riguarda i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, principalmente società di Stato la cui quota di investimenti è finanziata da Eni nei progetti operati.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €558 milioni (€600 milioni al 31 dicembre 2023) il 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 calcolato con un tasso di expected loss ritenuto idoneo a scontare il rischio della controparte di Stato in default e la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale. Nel corso del primo semestre, a fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA consentendo di incassare quasi per intero il fatturato di periodo. Sono in corso interlocuzioni con le competenti autorità USA al fine di ottenere una licenza specifica per nuove compensazioni; (ii) per €527 milioni (€358 milioni al 31 dicembre 2023) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale per €239 milioni (€231 milioni al 31 dicembre 2023).

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.394 milioni (€2.338 milioni al 31 dicembre 2023).

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

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(203)	(258)
Perdite nette su crediti	(27)	(41)
Rilasci per esubero	154	239
	(76)	(60)

Gli accantonamenti sono riferiti: (i) alla linea di business Plenitude per €97 milioni e riguardano principalmente la clientela retail; (ii) al settore Exploration & Production per €93 milioni e riguardano principalmente i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, principalmente società di Stato la cui quota di investimenti è finanziata da Eni nei progetti operati.

I rilasci per esubero sono riferiti al settore Exploration & Production per €100 milioni e riguardano per €93 milioni rilasci per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso del semestre.

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 31.12.2023	6.769	1.641
Fondo svalutazione al 31.12.2023	583	65
Valore netto al 31.12.2023	6.186	1.576
Variazioni del periodo	436	14
Altre variazioni	57	(3)
Valore netto al 30.06.2024	6.679	1.587
Valore lordo al 30.06.2024	7.204	1.589
Fondo svalutazione al 30.06.2024	525	2

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €1.569 milioni (€1.555 milioni al 31 dicembre 2023) 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)	30.06.2024				31.12.2023			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.244	64	1.209	157	3.323	46	2.414	153
Passività da contratti con la clientela			445	673			437	691
Attività e passività relative ad altre imposte	744	129	2.807	62	915	137	1.811	16
Altre	2.680	3.791	1.028	3.505	1.399	3.210	917	3.236
	4.668	3.984	5.489	4.397	5.637	3.393	5.579	4.096

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 €1.639 milioni correnti (€812 milioni al 31 dicembre 2023) e €2.173 milioni non correnti (€2.247 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) un credito di €533 milioni per la positiva chiusura dell'accordo con un operatore italiano sulla ripartizione degli oneri ambientali, che riconosce a Eni un rimborso di costi pregressi. Il credito è esposto al netto dell'attualizzazione. Nell'ambito dello stesso accordo è stata iscritta un'attività relativa ai costi ambientali futuri accantonati nei fondi ambientali Eni e ai costi sostenuti nel primo semestre pari a €222 milioni, ante attualizzazione, al netto di alcuni ripristini dei fondi; (iii) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €322 milioni (€295 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) il costo

d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €307 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2023); (v) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €165 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023).

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 €479 milioni (€469 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €245 milioni (€292 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €246 milioni (€275 milioni al 31 dicembre 2023), di cui correnti per €56 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2023); (iv) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €61 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2023).

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 €1.983 milioni (€2.040 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) 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 €399 milioni (€391 milioni al 31 dicembre 2023) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €131 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2023); (iii) 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, 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 €387 milioni con corrispondente riduzione delle riserve di utili. La scadenza è nel 2027; (iv) passività per ricavi e proventi anticipati per €358 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2023), di cui correnti per €172 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2023); (v) passività correnti per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €347 milioni (€312 milioni al 31 dicembre 2023); (vi) depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €212 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2023); (vii) passività per attività d'investimento per €123 milioni (€101 milioni al 31 dicembre 2023).

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 31.12.2023	195.887
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2023	139.588
Valore netto al 31.12.2023	56.299
Investimenti	3.721
Capitalizzazione ammortamenti	148
Ammortamenti (*)	(3.247)
Riprese di valore	16
Svalutazioni	(1.500)
Radiazioni	(101)
Differenze di cambio da conversione	1.522
Rilevazione iniziale e variazione stima	(36)
Variazione dell'area di consolidamento	2.525
Altre variazioni	(1.278)
Valore netto al 30.06.2024	58.069
Valore lordo al 30.06.2024	197.589
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2024	139.520

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

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €2.884 milioni (€3.886 milioni nel primo semestre 2023).

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

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

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €2.511 milioni all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con asset prevalentemente a gas

naturale, localizzati principalmente in Indonesia, Algeria, Regno Unito e Paesi Bassi.

Le altre variazioni comprendono: (i) il costo di acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario per €1.056 milioni; (ii) la riclassifica ad attività destinate alla vendita di asset in UK e Alaska del settore Exploration & Production per €2.254 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 31.12.2023	37.421	1.568	9.682	48.671
Investimenti		280	2.591	2.871
Capitalizzazione ammortamenti		17	131	148
Ammortamenti (*)	(2.920)			(2.920)
Svalutazioni	(968)		(337)	(1.305)
Radiazioni		(99)	(2)	(101)
Variazione dell'area di consolidamento	1.306	90	1.115	2.511
Differenze di cambio da conversione	1.137	50	299	1.486
Rilevazione iniziale e variazione stima	(89)	(5)	55	(39)
Trasferimenti	2.052	(6)	(2.046)	
Altre variazioni	(1.746)	(34)	489	(1.291)
Valori al 30.06.2024	36.193	1.861	11.977	50.031

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

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.993 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Congo, Messico, Iraq, Egitto, Emirati Arabi e Italia.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €99 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nel semestre sono stati valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad una iniziativa in Egitto.

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	Regno Unito	Paesi Bassi	Totale
Valori al 31.12.2023	429	924	23	215	2	475	2	89			2.159
Investimenti					15			720	243	120	1.098
Svalutazioni nette	(282)										(282)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(3)			(6)					(9)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	9	31	1	7	1	16		27	7		99
Valori al 30.06.2024	156	955	21	222	18	485	2	836	250	120	3.065

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021 del valore iniziale di €918 milioni corrispondente al controvalore in euro del prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando anche i costi di ricerca e pre-sviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.250 milioni. Esaurite con esito pienamente favorevole per Eni tutte le 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 proprio diritto alla conversione della licenza esplorativa in titolo di sviluppo è stato sospeso su accordo delle parti per esplorare ipotesi di accordo. Sulla base delle assunzioni di sviluppo non emergono impairment indicator.

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 31.12.2023	7.802	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2023	2.968	
Valore netto al 31.12.2023	4.834	5.336
Incrementi	531	528
Decrementi		(671)
Ammortamenti (*)	(603)	
Svalutazioni	(5)	
Differenze di cambio da conversione	90	98
Variazione dell'area di consolidamento	72	102
Altre variazioni	(44)	(52)
Valore netto al 30.06.2024	4.875	5.341
Valore lordo al 30.06.2024	8.347	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2024	3.472	

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

Nel semestre non sono state registrate significative accensioni di contratti di leasing.

La passività per beni in leasing è riferibile per €495 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2023) 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 €1.132 milioni (€1.128 milioni al 31 dicembre 2023).

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 rinegoiazione 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 31.12.2023	8.088			
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2023	4.868			
Valore netto al 31.12.2023	3.220	3.133	26	6.379
Investimenti	231			231
Capitalizzazione ammortamenti	4			4
Ammortamenti (*)	(188)			(188)
Svalutazioni	(14)			(14)
Radiazioni	(2)			(2)
Variazione dell'area di consolidamento	23	29		52
Differenze di cambio da conversione	23			23
Altre variazioni	(17)	7		(10)
Valore netto al 30.06.2024	3.280	3.169	26	6.475
Valore lordo al 30.06.2024	8.378			
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2024	5.098			

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

Gli investimenti di €231 milioni (€125 milioni nel primo semestre 2023) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Plenitude per €105 milioni (€75 milioni nel primo semestre 2023).

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione del 100% delle società Atenoil con sede in Spagna, che operano nel settore delle stazioni di servizio con 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia.

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

(€ milioni)	30.06.2024	31.12.2023
Diritti esplorativi proved	80	91
Diritti esplorativi unproved	581	572
	661	663

Le altre variazioni positive relative al goodwill riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2023 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 €2.670 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 2024 non presenta variazioni significative rispetto a quello utilizzato nelle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse dell'Eni in occasione della Relazione Finanziaria Annuale 2023. Il costo del capitale di Gruppo utilizzato come base per il calcolo degli impairment test rate non ha subito variazioni significative ed è rimasto a circa il 7%.

Al 30 giugno 2024, la capitalizzazione di borsa dell'Eni era inferiore di circa il 16% 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 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 2023, focalizzandosi sulle sole CGU con evidenze di perdita di valore.

Per quanto riguarda gli altri settori, il negativo andamento dello scenario petrolchimico era stato scontato nelle valutazioni di recuperabilità della Versalis del 2023 con il sostanziale azzeramento di quasi tutte le CGU legate al ciclo tradizionale. Le raffinerie di petrolio rimangono integralmente svalutate nonostante la buona tenuta del margine, valutata di breve periodo. Infine, le previsioni di prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso confermano il valore delle attività di generazione rinnovabile di Plenitude.

In tale ambito, sono state registrate svalutazioni di immobili, impianti e macchinari di €1.500 milioni (ante imposte) relative principalmente al settore Exploration & Production, con €1.300 milioni dovuti all'allineamento del valore di libro di asset di proprietà in Alaska rispetto al prezzo di realizzo, alla revisione delle riserve di una proprietà in Congo e, in misura minore, alla radiazione del valore di libro di giacimenti in fase di esaurimento (Italia e Regno Unito).

Circa €170 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 2023 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 31.12.2023	12.630
Acquisizioni e sottoscrizioni	411
Cessioni e rimborsi	(227)
Valutazione al patrimonio netto	608
Decremento per dividendi	(1.102)
Variazione dell'area di consolidamento	642
Differenze di cambio	344
Altre variazioni	(81)
Valore al 30.06.2024	13.225

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €212 milioni l'acquisizione da EDP Renováveis SA delle società 2023 Sol IX Llc e 2022 Sol VII Llc titolari di tre impianti fotovoltaici già operativi situati negli Stati Uniti. I parchi Cattlemen (Texas), Timber Road (Ohio) e Blue Harvest (Ohio) hanno una capacità complessiva installata di 0,38 GW in quota Plenitude; (ii) per €88 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di QatarEnergy 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 €34 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (Eni 50%); (iv) per €31 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS la joint venture (Eni 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito.

Le cessioni e rimborsi riguardano la cessione di circa il 10% del capitale sociale di Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto ad investitori istituzionali.

Le valutazioni al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €293 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €179 milioni; (iii) ADNOC Global Trading Ltd per €88 milioni; (iv) Saipem SpA per €34 milioni; (v) SeaCorridor Srl per €27 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per: (i) €315 milioni alla Vår Energi ASA; (ii) €269 milioni alla Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER); (iii) €220 milioni alla Azule Energy Holdings Ltd; (iv) €106 milioni alla Cardón IV SA.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €629 milioni alla joint venture E&E Algeria Touat BV (Eni 54%) a seguito dell'entrata nell'area di consolidamento per acquisizione del gruppo Neptune Energy.

Al 30 giugno 2024 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, società quotate in borsa partecipate da Eni valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA
Numero di azioni ordinarie	422.920.192	1.573.713.749
% di partecipazione	21,44	63,04
Prezzo delle azioni (€)	2,392	3,310
Valore di mercato (€ milioni)	1.012	5.209
Valore di libro (€ milioni)	501	271

Al 30 giugno 2024 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di €511 milioni, il valore di carico è allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata, al netto della quota ascrivibile all'emissione di obbligazioni convertibili.

Al 30 giugno 2024 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di €4.938 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2024 include Azule Energy Holdings Ltd per €4.958 milioni, Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €2.249 milioni, St. Bernard Renewables Llc per €841 milioni, E&E Algeria Touat BV per €668 milioni, QatarEnergy LNG NFE (5) per €543 milioni, Saipem SpA per €501 milioni, SeaCorridor Srl per €465 milioni, Vårgrønn AS per €370 milioni, Cardón IV SA per €356 milioni, Mozambique Rovuma Venture SpA per €353 milioni, Vår Energi ASA per €271 milioni, Coral FLNG SA per €253 milioni, ADNOC Global Trading Ltd per €173 milioni, 2023 Sol IX Llc per €154 milioni e GreenIT SpA per €102 milioni.

Il valore di libro della St. Bernard Renewables Llc comprende la rilevazione di un goodwill di €50 milioni confermato dall'allocazione definitiva del prezzo d'acquisto.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2023	1.256
Acquisizioni e sottoscrizioni	55
Valutazione al fair value con effetto a OCI	(11)
Differenze di cambio	28
Altre variazioni	(6)
Valore al 30.06.2024	1.322

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie in entità non quotate strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2023.

Il valore di libro al 30 giugno 2024 include la Nigeria LNG Ltd per €664 milioni, la Saudi European Petrochemical Co "IBN Zahr" per €124 milioni e la Darwin LNG Pty Ltd per €80 milioni.

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

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2024 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2024" che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2024		31.12.2023	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	42	950	34	2.240
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine			7	
	42	950	41	2.240
Crediti finanziari a lungo termine	521	1.610		
Crediti finanziari a breve termine	60		855	
	581	1.610	855	
	623	2.560	896	2.240
Titoli strumentali all'attività operativa		62		61
	623	2.622	896	2.301

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €415 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2023).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€919 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 €477 milioni (€453 milioni al 31 dicembre 2023), 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 €949 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,0% e 5,3% (1,9% e 5,2% al 31 dicembre 2023).

I crediti finanziari riguardano per: (i) €1.523 milioni (€1.339 milioni al 31 dicembre 2023) il credito verso la Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale del giacimento Coral South e nelle attività di pre-sviluppo della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico che dal 1° gennaio 2024 è stato riclassificato da credito finanziario strumentale all'attività operativa a credito finanziario in considerazione dell'esposizione al solo rischio finanziario di controparte; (ii) €431 milioni (€712 milioni al 31 dicembre 2023) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

Il fair value dei titoli ammonta a €61 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)	30.06.2024	31.12.2023
Debiti commerciali	12.654	14.231
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	704	717
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.483	2.335
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.110	1.215
Debiti verso altri	2.388	2.156
	19.339	20.654

La variazione dei debiti commerciali di €1.577 milioni è riferita, in diminuzione, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €2.022 milioni e alla linea di business Plenitude per €206 milioni e ha risentito della diminuzione del prezzo del gas naturale e, in aumento, al settore Refining, Chimica e Power per €511 milioni a seguito dell'aumento 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 €1.292 milioni (€728 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) debiti verso il personale per €236 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €194 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €119 milioni (€110 milioni al 31 dicembre 2023).

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)	30.06.2024				31.12.2023			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	3.382	443	814	4.639	2.810	600	1.116	4.526
Obbligazioni ordinarie		2.257	21.574	23.831		1.956	19.535	21.491
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		23	922	945		9	917	926
Altri finanziatori	1.351	898	82	2.331	1.282	356	148	1.786
	4.733	3.621	23.392	31.746	4.092	2.921	21.716	28.729

L'incremento delle passività finanziarie di €3.017 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 30 giugno 2024 le passività finanziarie con banche comprendono per €451 milioni (€701 milioni al 31 dicembre 2023) contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

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 2024 e al 31 dicembre 2023 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €686 milioni e a €732 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 2024 il programma risulta utilizzato per €17,1 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	(4)	1.246	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.200	36	1.236	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	5	1.005	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2030	0,625
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2031	2,000
Eni SpA	1.000	16	1.016	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	5	1.005	EUR	2034	3,875
Eni SpA	900	4	904	EUR	2024	0,625
Eni SpA	800	(3)	797	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	3	753	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	1	751	EUR	2034	1,000
Eni SpA	701	10	711	USD	2.027	variabile
Eni SpA	650	2	652	EUR	2025	1,000
Eni SpA	600	2	602	EUR	2028	1,125
Eni SpA	500		500	EUR	2025	1,275
Eni SpA	467		467	USD	2026	variabile
Eni SpA	467	(1)	466	USD	2026	variabile
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	1	751	EUR	2027	3,625
	17.080	80	17.160			
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>						
Eni SpA	1.169	(20)	1.149	USD	2054	5,950
Eni SpA	935	7	942	USD	2028	4,750
Eni SpA	935	2	937	USD	2029	4,250
Eni SpA	935	(1)	934	USD	2034	5,500
Eni SpA	327	1	328	USD	2040	5,700
Eni USA Inc	374	1	375	USD	2027	7,300
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	6	2.006	EUR	2028	4,300
	6.675	(4)	6.671			
	23.755	76	23.831			

Nel primo semestre 2024 sono state emesse due nuove obbligazioni ordinarie in dollari statunitensi per un valore nominale complessivo di €2.104 milioni.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.250 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	25	1.025	EUR	2030	2,950
<i>di cui: componente passività finanziaria</i>	<i>920</i>	<i>25</i>	<i>945</i>			
<i>di cui: componente di patrimonio netto</i>	<i>80</i>		<i>80</i>			

Al 30 giugno 2024 Eni dispone di linee di credito committed di €9.112 milioni (€9.120 milioni al 31 dicembre 2023). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Le linee di credito committed si analizzano come segue:

(€ milioni)	30.06.2024	31.12.2023
Linee di credito sustainability-linked a lungo comprensive delle quote a breve non utilizzate	9.000	9.000
Altre linee di credito a lungo non utilizzate	13	12
Altre linee di credito a lungo comprensive delle quote a breve utilizzate		3
Linee di credito a lungo termine	9.013	9.015
Altre linee di credito a breve non utilizzate	97	38
Altre linee di credito a breve utilizzate	2	67
Linee di credito a breve termine	99	105
	9.112	9.120

Al 30 giugno 2024 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)	30.06.2024	31.12.2023
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	23.227	21.025
Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked	1.047	1.061
Banche	1.185	1.652
Altri finanziatori	980	505
	26.439	24.243

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 5,3% (1,9% e 5,2% al 31 dicembre 2023).

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 31.12.2023	24.637	4.092	5.336	34.065
Variazioni monetarie	712	732	(671)	773
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	123	(81)	117	159
Variazione area di consolidamento	778	19	102	899
Altre variazioni non monetarie	763	(29)	457	1.191
Valore al 30.06.2024	27.013	4.733	5.341	37.087

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy da parte del settore Exporation & Production per €886 milioni e all'acquisizione delle società Atenoil da parte della linea di business Enilive per €10 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €528 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €1.095 milioni di debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario.

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)	30.06.2024	31.12.2023
A. Disponibilità liquide	4.197	3.731
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.983	6.462
C. Altre attività finanziarie correnti	7.835	7.637
D. Liquidità (A+B+C)	18.015	17.830
E. Debito finanziario corrente	7.013	6.057
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.473	2.084
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	9.486	8.141
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(8.529)	(9.689)
I. Debito finanziario non corrente	5.097	5.472
J. Strumenti di debito	22.496	20.452
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	27.593	25.924
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	19.064	16.235

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €158 milioni 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. I debiti finanziari non correnti comprendono €8 milioni 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 €1.132 milioni e €4.209 milioni (rispettivamente €1.128 milioni e €4.208 milioni al 31 dicembre 2023) di cui €495 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2023) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator

nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

L'indebitamento finanziario netto non comprende: (i) €1.610 milioni di crediti finanziari non correnti; (ii) €387 milioni relativi alla put option rilasciata al fondo EIP, a seguito di un aumento di capitale riservato di €588 milioni nella controllata Plenitude, 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.

18 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
Valore al 31.12.2023	15.533
Accantonamenti	643
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	(36)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	96
Utilizzi a fronte oneri	(781)
Rilasci per esuberanza	(263)
Differenze cambio da conversione	204
Variazione dell'area di consolidamento	830
Altre variazioni	(717)
Valore al 30.06.2024	15.509

Gli accantonamenti del semestre riguardano principalmente oneri ambientali, oneri per dispute contrattuali 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.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'acquisizione del gruppo Neptune da parte del settore Exploration & Production.

Le altre variazioni includono per €675 milioni la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita in UK ed in Alaska del settore Exploration & Production.

19 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	30.06.2024	31.12.2023
Passività per imposte differite lorde	9.058	8.461
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.758)	(3.759)
Passività per imposte differite	5.300	4.702
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.101	8.241
Passività per imposte differite compensabili	(3.758)	(3.759)
Attività per imposte anticipate	4.343	4.482

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 31.12.2023	8.461	(13.909)	5.668	(8.241)
Variazioni con effetto a conto economico	(329)	705	102	807
Variazioni con effetto ad OCI	(19)	(20)		(20)
Differenze di cambio da conversione	273	(223)	61	(162)
Variazione dell'area di consolidamento	925	(652)	(83)	(735)
Altre variazioni	(253)	77	173	250
Valore al 30.06.2024	9.058	(14.022)	5.921	(8.101)

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy da parte del settore Exporation & Production.

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

20 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2024			31.12.2023		
	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 valute</i>						
- Currency swap	63	27	2	70	168	2
- Interest currency swap		124	2		84	2
- Outright	1					
	64	151		70	252	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	38	36	2	62	34	2
	38	36		62	34	
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	1.288	1.182	2	2.902	2.103	2
- Future	1.571	1.664	1	3.027	2.905	1
- Opzioni	12	30	2	106	114	2
- Altro	2		2	11		2
	2.873	2.876		6.046	5.122	
	2.975	3.063		6.178	5.408	
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	8		2			
	8					
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter				80	13	2
- Future	71	16	1			
	71	16		80	13	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap				6		1
				6		
	71	16		86	13	
Opzioni						
- Altre opzioni		33	2		41	2
		33			41	
Totale contratti derivati lordi	3.054	3.112		6.264	5.462	
Compensazione	(1.746)	(1.746)		(2.895)	(2.895)	
Totale contratti derivati netti	1.308	1.366		3.369	2.567	
Di cui:						
- correnti	1.244	1.209		3.323	2.414	
- non correnti	64	157		46	153	

Eni ha in essere interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 30 giugno 2024 il fair value di tali contratti è attivo per €7 milioni.

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.

Nel corso del primo semestre 2024 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 2024	I semestre 2023
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(8)	
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(290)	41
	(298)	41

Effetti rilevati tra gli altri proventi (oneri) finanziari

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

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Strumenti finanziari derivati su valute	102	(20)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(17)	8
	85	(12)

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 e passività direttamente associabili, rispettivamente di €5.091 milioni e €2.895 milioni, riguardano principalmente: (i) l'accordo di cessione degli asset onshore in Nigeria; (ii) l'accordo di cessione della società consolidata Eni Ecuador SA; (iii) l'accordo per aggregazione con Ithaca Energy Plc della quasi totalità degli asset di Esplorazione e Produzione in UK, esclusi quelli situati nell'East Irish Sea e quelli legati ai progetti CCUS; (iv) l'accordo di cessione degli asset in Alaska.

Nel corso del primo semestre 2024 sono stati ceduti alcuni permessi petroliferi in Congo.

22 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

(€ milioni)	Risultato netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2024	2023	30.06.2024	31.12.2023
Gruppo Eni Plenitude	32	2	471	54
Gruppo EniPower	28	37	390	406
	60	39	861	460

Nel marzo 2024 è stato finalizzato l'accordo tra Eni Plenitude SpA Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €588 milioni pari al 7,6% del capitale sociale della Società.

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	30.06.2024	31.12.2023
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.462	32.988
Riserva per differenze cambio da conversione	6.939	5.238
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	1.505	2.333
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(15)	36
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(81)	(88)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	51	98
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	87	98
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	79
Azioni proprie	(1.505)	(2.333)
Utile netto	1.872	4.771
	54.358	53.184

Capitale sociale

Al 30 giugno 2024, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2023) ed è rappresentato da n. 3.284.490.525 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.375.937.893 azioni ordinarie al 31 dicembre 2023).

Il 15 maggio 2024, 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 2024, stabilito in €1 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (€0,25 per azione), nei mesi di settembre 2024, novembre 2024, marzo 2025 e maggio 2025; (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 2025, all'acquisto massimo di un numero di 328.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi, di cui: a) fino a massimo n. 321.600.000 azioni per finalità di remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo n. 6.400.000 azioni per costituire la provvista azionaria a servizio del Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD"); (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 321.600.000 azioni proprie che verranno eventualmente acquisite in base all'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2024 sono state acquistate n. 12.963.500 azioni proprie per un controvalore complessivo di €184 milioni.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2023).

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €1.505 milioni (€2.333 milioni al 31 dicembre 2023) e sono rappresentate da n. 103.184.572 azioni ordinarie Eni (n. 157.115.336 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2023) possedute da Eni SpA.

Nel primo semestre 2024, sono state acquistate n. 37.516.604 azioni proprie per un controvalore complessivo di €547 milioni e sono state cancellate n. 91.447.368 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.375 milioni.

23 Altre informazioni

Informazioni supplementari del rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti		
Attività correnti	800	187
Attività non correnti	3.742	726
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(411)	15
Passività correnti e non correnti	(2.149)	(275)
Effetto netto degli investimenti	1.982	653
Goodwill	29	
Interessenza di terzi		(2)
Totale prezzo di acquisto	2.011	651
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(169)	(23)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.842	628
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti		
Attività correnti		130
Attività non correnti		153
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		172
Passività correnti e non correnti		(124)
Effetto netto dei disinvestimenti		331
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(575)
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo		(7)
Valutazione al fair value della quota di partecipazione mantenute dopo la cessione del controllo		409
Crediti per disinvestimenti		(168)
Plusvalenze per disinvestimenti		415
Totale prezzo di vendita		405
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>		(25)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		380

Il 31 gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con asset prevalentemente a gas naturale, localizzati principalmente in Indonesia, Algeria e Regno Unito per il corrispettivo di €1.959 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €795 milioni; (ii) attività non correnti per €3.705 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €401 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €168 milioni; (iv) passività correnti e non correnti per €2.140 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie senza rilevazione di goodwill. L'acquisizione riguarda il settore Exploration & Production.

Il 31 maggio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% delle società Atenoil, con sede in Spagna, che operano nel settore delle stazioni di servizio con 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia per il corrispettivo di €52 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €5 milioni; (ii) attività non correnti per €37 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €10 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €1 milione; (iv) passività correnti e non correnti per €9 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €29 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Enilive.

Business Combination

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2023 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU (Allocazione provvisoria)	HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU (Allocazione definitiva)	Novamont SpA (Allocazione provvisoria)	Novamont SpA (Allocazione definitiva)
Attività correnti	2	2	195	195
Immobili, impianti e macchinari	70	70	255	255
Goodwill	6	8	19	24
Altre attività non correnti	37	35	557	552
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	18	18	(207)	(207)
Passività correnti e non correnti	(15)	(15)	(188)	(188)
Effetto netto degli investimenti	118	118	631	631

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 2023 ad eccezione: (i) dell'estinzione di un contratto autonomo di €488 milioni rilasciato a terzi a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank; (ii) di nuove parent company guarantees di €1.418 milioni rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nel blocco 9 del golfo del Messico in cui Eni è diventato operatore al 100% a seguito del farm out di Repsol.

Gestione dei rischi finanziari

Per la gestione dei rischi finanziari si fa rinvio a quanto riportato nella Relazione Finanziaria Annuale 2023.

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

Rischio di mercato

Al 30 giugno 2024 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- invariato rispetto al 31 dicembre 2023.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel primo semestre 2024 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2023) 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 2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	5,9	3,9	4,4	5,4	7,3	0,9	2,3	1,3
Tasso di cambio ^(a)	5,5	0,1	1,9	0,6	0,6	0,0	0,2	0,3

(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 2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	71,6	5,5	33,1	18,9	257,9	6,4	55,4	6,7
Trading ^(b)	1,1	0,2	0,5	0,7	1,5	0,1	0,4	0,2

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, EE-REVT, Plenitude, Eni Trade & Biofuels SpA, 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 2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro	0,5	0,2	0,3	0,5	0,2	0,1	0,2	0,2

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

(\$ milioni)	I semestre 2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	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 2024 il programma risulta utilizzato per circa €17,1 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 Stabile per il debito a lungo termine e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del primo semestre 2024 Standard & Poor's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo.

Al 30 giugno 2024, Eni dispone di linee di credito committed per €9.112 milioni (€9.000 milioni in capo a Eni SpA) di cui non utilizzate per €9.110 milioni; 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
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
Passività finanziarie	10.046	2.614	3.612	2.259	5.547	13.117	37.195
Passività per beni in leasing	982	801	545	444	386	2.253	5.411
Passività per strumenti finanziari derivati	1.174	42	40	4	45	61	1.366
	12.202	3.457	4.197	2.707	5.978	15.431	43.972
Interessi su debiti finanziari	421	831	730	626	546	3.125	6.279
Interessi su passività per beni in leasing	250	230	194	168	146	722	1.710
	671	1.061	924	794	692	3.847	7.989
Garanzie finanziarie	1.116						1.116

La passività per beni in leasing comprensive della quota interessi è riferibile per €803 milioni (741 milioni al 31 dicembre 2023) 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		
	2024	Oltre	Totale
Debiti commerciali	12.654		12.654
Altri debiti e anticipi	6.685	166	6.851
	19.339	166	19.505

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 2024 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
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	571	843	569	626	876	11.886	15.371
Costi relativi a fondi ambientali	430	583	447	374	314	1.401	3.549
Impegni di acquisto ^(b)	9.852	19.037	18.647	15.251	12.906	64.552	140.245
- Gas							
Take-or-pay	8.172	17.862	18.071	14.908	12.715	64.101	135.829
Ship or pay	449	643	504	333	188	425	2.542
- Altri impegni di acquisto	1.231	532	72	10	3	26	1.874
Totale ^(c)	10.853	20.463	19.663	16.251	14.096	77.839	159.165

(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 €1.877 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
30.06.2024			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	19.394	3.787	15.607
Altre attività correnti	6.412	1.744	4.668
Altre attività non correnti	3.986	2	3.984
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	23.126	3.787	19.339
Altre passività correnti	7.233	1.744	5.489
Altre passività non correnti	4.399	2	4.397
31.12.2023			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	19.936	3.385	16.551
Altre attività correnti	8.525	2.888	5.637
Altre attività non correnti	3.400	7	3.393
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.039	3.385	20.654
Altre passività correnti	8.467	2.888	5.579
Altre passività non correnti	4.103	7	4.096

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €3.701 milioni (€3.385 milioni al 31 dicembre 2023) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €86 milioni; (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.746 milioni (€2.895 milioni al 31 dicembre 2023).

Contenziosi

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 2024 non si sono verificati sviluppi significativi nei procedimenti di cui la Società è parte, tali da comportare un aumento del grado di rischio o delle potenziali perdite ad essi associate. Pertanto, per la rappresentazione della situazione dei contenziosi di cui è parte Eni si rinvia al contenuto della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2023 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.

25 Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining, Chimica e Power	Enlive	Plenitude	Corporate e Altre attività	Totale
I semestre 2024							
Ricavi da clienti terzi	5.754	5.692	18.528	9.398	5.181	98	44.651
Ricavi per area geografica:							
Italia	12	2.796	3.071	6.218	3.619	39	15.755
Resto dell'Unione Europea	109	1.452	2.464	2.427	1.541	2	7.995
Resto dell'Europa	166	843	6.231	411		14	7.665
Americhe	156		3.921	146	10	2	4.235
Asia	1.026	594	2.797	183	10	11	4.621
Africa	4.273	7	40	13		30	4.363
Altre aree	12		4		1		17
	5.754	5.692	18.528	9.398	5.181	98	44.651
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- Vendita greggi	1.911		12.426				14.337
- Vendita prodotti petroliferi	510		2.557	9.112			12.179
- Vendita gas naturale e GNL	3.191	5.588	8		2.017		10.804
- Vendita prodotti petrolchimici			2.120				2.120
- Vendita di energia elettrica			990		1.915		2.905
- Vendita altri prodotti	31		131	44	21	2	229
- Servizi	111	104	296	242	1.228	96	2.077
	5.754	5.692	18.528	9.398	5.181	98	44.651
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.543	5.643	18.486	9.398	5.181	35	44.286
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	211	49	42			63	365
I semestre 2023							
Ricavi da clienti terzi	5.374	9.523	16.853	8.994	5.941	91	46.776
Ricavi per area geografica:							
Italia	7	4.143	3.371	6.019	3.689	36	17.265
Resto dell'Unione Europea		2.560	2.107	2.287	2.230	2	9.186
Resto dell'Europa	21	2.267	6.436	404		11	9.139
Americhe	140		3.051	128	12	5	3.336
Asia	889	553	1.848	141	10	11	3.452
Africa	4.293		39	15		26	4.373
Altre aree	24		1				25
	5.374	9.523	16.853	8.994	5.941	91	46.776
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- Vendita greggi	1.835		9.862				11.697
- Vendita prodotti petroliferi	505		2.724	8.742			11.971
- Vendita gas naturale e GNL	2.895	9.297	13		2.827		15.032
- Vendita prodotti petrolchimici			2.384				2.384
- Vendita di energia elettrica			1.363		2.418		3.781
- Vendita altri prodotti	27	117	187	20	65	1	417
- Servizi	112	109	320	232	631	90	1.494
	5.374	9.523	16.853	8.994	5.941	91	46.776
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.186	9.479	16.839	8.976	5.941	86	46.507
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	188	44	14	18		5	269

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 2024	I semestre 2023
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	26.362	29.906
Costi per servizi	6.313	5.445
Costi per godimento di beni di terzi	735	713
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	368	485
Altri oneri	793	740
	34.571	37.289
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(123)	(182)
	34.448	37.107

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 €81 milioni (€119 milioni nel primo semestre 2023).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Costo lavoro	1.731	1.605
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(70)	(65)
	1.661	1.540

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

27 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	2.830	3.196
Oneri finanziari	(3.435)	(3.552)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	202	125
Strumenti finanziari derivati	85	(12)
	(318)	(243)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(377)	(315)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	188	113
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	14	12
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(197)	(111)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(155)	(125)
Interessi attivi verso banche	154	161
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	73	6
	(300)	(259)
Differenze attive (passive) di cambio	(43)	104
Strumenti finanziari derivati	85	(12)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	57	32
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3	65
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(96)	(151)
Altri proventi (oneri) finanziari	(24)	(22)
	(60)	(76)
	(318)	(243)

(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 2024	I semestre 2023
Dividendi	85	92
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	185	418
Altri proventi (oneri) netti	(17)	405
	253	915

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €53 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €10 milioni (rispettivamente, €60 milioni e €19 milioni nel primo semestre 2023).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €166 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 10% del capitale della Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali e comprende il realizzo di effetti rilevati ad utile complessivo per €9 milioni.

29 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Imposte correnti	2.387	2.677
Imposte differite nette	478	240
	2.865	2.917

Il tax rate del primo semestre 2024 è stato del 59,7% (51,7% nel primo semestre 2023); l'incremento è dovuto essenzialmente alla maggiore tassazione delle imprese estere del settore Exploration & Production.

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

30 Utile per azione

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

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 30 giugno 2024 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 e 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 2024	I semestre 2023
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.196.349.382	3.341.682.517
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		5.983.729	6.333.751
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		56.975.836	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.259.308.947	3.348.016.268
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	1.872	2.682
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(55)	(54)
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	15	
Utile netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	1.832	2.628
Utile per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,57	0,79
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,56	0,78

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 due Direzioni Generali:

- la Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura/trasporto/stoccaggio/riutilizzo e compensazione delle emissioni di CO₂, nonché il business Agri con la responsabilità di sviluppare filiere di approvvigionamento di feedstock rinnovabili per la bioraffinazione Eni. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i citati progetti CCUS (e trasporto), offset della CO₂ detti anche progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e l'agribusiness.
- la Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di

crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione tradizionale e della Bioraffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Enilive (bioraffinazione e mobilità sostenibile), Eni Plenitude, EniPower ed Eni Rewind rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle 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 maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information di Eni al 30 giugno 2024 è stata ristrutturata considerando due reportable segment distinti (Enilive e Plenitude) poiché superano uno dei limiti dimensionali del 10% previsti dall'IFRS 8, mentre il business Power, i cui risultati non sono rilevanti, è stato aggregato ai settori con i quali evidenzia maggiori comunanze.

- **Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale.
- **Global Gas & LNG Portfolio (GGP):** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.
- **Refining, Chimica e Power:** attività supply e lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining". Inoltre, sono inseriti in questo reportable segment anche i risultati del business Chimica che presenta ritorni economici simili e comunanze nella struttura dei processi industriali con le attività di raffinazione tradizionale nonché, i risultati del business relativo all'attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici data la comunanza delle relative dinamiche industriali. Infine, comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali e 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.
- **Enilive:** gestisce le attività di mobilità sostenibile e di bioraffinazione, che comprendono la produzione di biocarburanti e la commercializzazione al dettaglio di tutti i vettori energetici per la mobilità, tra cui i carburanti fossili e di natura biologica, le ricariche elettriche nelle stazioni di servizio, nonché l'offerta dei servizi come il car sharing Enjoy, la ristorazione e in generale i servizi presenti nei punti vendita. 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.

Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative period sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo.

Di seguito i risultati "riesposti" del primo semestre 2023 e dell'esercizio 2023 dei settori interessati dalla riorganizzazione.

Informazioni pubblicate nel 2023:

(€ milioni)	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power
I semestre 2023		
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	24.620	7.724
a dedurre: ricavi infrasettori	(217)	(339)
Ricavi da terzi	24.403	7.385
Risultato operativo	(575)	(311)
31.12.2023		
Attività direttamente attribuibili ^(a)	15.530	13.999
Passività direttamente attribuibili ^(a)	10.200	6.076

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

Informazioni rieste:

(€ milioni)	Refining, Chimica e Power	Enilive	Plenitude
I semestre 2023			
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	24.760	10.334	5.970
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.907)	(1.340)	(29)
Ricavi da terzi	16.853	8.994	5.941
Risultato operativo	(838)	357	(405)
31.12.2023			
Attività direttamente attribuibili ^(a)	11.023	5.814	12.692
Passività direttamente attribuibili ^(a)	8.277	2.563	5.436

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

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining, Chimica e Power	Enilive	Plenitude	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
I semestre 2024								
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	11.907	7.003	26.655	10.759	5.207	987		
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.153)	(1.311)	(8.127)	(1.361)	(26)	(889)		
Ricavi da terzi	5.754	5.692	18.528	9.398	5.181	98		44.651
Risultato operativo	3.564	(682)		296	834	259	(20)	4.251
I semestre 2023								
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	11.559	11.688	24.760	10.334	5.970	935		
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.185)	(2.165)	(7.907)	(1.340)	(29)	(844)		
Ricavi da terzi	5.374	9.523	16.853	8.994	5.941	91		46.776
Risultato operativo	4.514	814	(838)	357	(405)	(431)	264	4.275

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining, Chimica e Power	Enilive	Plenitude	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2024								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	66.875	4.623	11.996	6.126	12.966	2.795	(500)	104.881
Attività non direttamente attribuibili ^(b)								42.392
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.946	3.945	9.167	2.515	5.748	5.311	(158)	45.474
Passività non direttamente attribuibili ^(b)								46.580
31.12.2023								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	62.180	6.381	11.023	5.814	12.692	1.952	(378)	99.664
Attività non direttamente attribuibili ^(b)								42.942
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.020	5.997	8.277	2.563	5.436	4.629	(56)	44.866
Passività non direttamente attribuibili ^(b)								44.096

(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 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.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2024" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione (€ milioni)	30.06.2024			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	3	236			130	
Coral FLNG SA			1.371			
Gruppo Azule	79	291	3.253	33	1.155	
Gruppo Saipem	2	158	9	4	435	
Gruppo SeaCorridor	72	28			156	
Gruppo Vårgrønn			869			
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	348			603	
Mellitah Oil & Gas BV	68	19		3	183	
Petrobel Belayim Petroleum Co	28	1.003			328	
Società Oleodotti Meridionali SpA	17	490		10	3	
Société Centrale Electrique du Congo SA	86			50		
Vår Energi ASA	70	1.001	1.987	26	2.666	(34)
Altre (*)	107	64	76	54	115	
	545	3.638	7.565	180	5.774	(34)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			189			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	155	3		5		
Altre	16	15	19	14	6	
	171	18	208	19	6	
	716	3.656	7.773	199	5.780	(34)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	10	135		22	379	(23)
Gruppo Italgas	1	105		4	327	
Gruppo Snam	232	167		87	702	
Gruppo Terna	91	61		194	123	2
GSE - Gestore Servizi Energetici	99	107		828	822	165
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3			119		
Altre (*)	25	95		36	28	
	461	670		1.290	2.381	144
Altri soggetti correlati						
		3		1	14	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»						
	218	117		22	264	
Totale	1.395	4.446	7.773	1.512	8.439	110

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

Denominazione	31.12.2023			I semestre 2023			
	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	194			145	
Cardón IV SA		24	142		2		
Coral FLNG SA		4		1.327	4		
Gruppo Azule		113	475	3.156	40	928	
Gruppo Saipem		5	235	9	1	677	
Gruppo SeaCorridor		29	29			193	
Gruppo Vårgrønn				1.321			
Karachaganak Petroleum Operating BV		17	250			584	
Mellitah Oil & Gas BV		49	20		2	101	
Petrobel Belayim Petroleum Co		58	885			418	
Società Oleodotti Meridionali SpA		11	473		9	6	
Société Centrale Electricque du Congo SA		74			40		
Vår Energi ASA		51	764	2.013	32	2.085	(94)
Altre (*)		62	73	19	62	90	
		498	3.540	7.845	192	5.227	(94)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				183			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		152	4	1	6		
Altre		13	10	12	4	10	
		165	14	196	10	10	
		663	3.554	8.041	202	5.237	(94)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		95	168		28	207	(27)
Gruppo Italgas		1	149		6	(258)	
Gruppo Snam		245	352		605	754	
Gruppo Terna		85	61		212	172	6
GSE - Gestore Servizi Energetici		230	219		1.139	973	100
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		5			105		
Altre (*)		16	101		43	39	
		677	1.050		2.138	1.887	79
Altri soggetti correlati							
		1	2			12	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»							
		222	212		16	218	
Totale		1.563	4.818	8.041	2.356	7.354	(15)

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

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

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE», e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la 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 a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electricque 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 e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di 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, l'acquisizione di GNL, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €11 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €3 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	30.06.2024			I semestre 2024		
	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	477			1	6	
Coral South FLNG DMCC			1.496			
Gruppo Saipem		53			3	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.523	155		65	4	
Altre (*)	53	58	1	18	23	
	2.053	266	1.497	84	36	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	7	43			1	
	7	43			1	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		56			1	
Altre	6	2		1	1	(12)
	6	58		1	2	(12)
Totale	2.066	367	1.497	85	39	(12)

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

Denominazione	31.12.2023			I semestre 2023		
	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari	Plusvalenze da cessione
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	453				2	
Coral South FLNG DMCC			1.448			
Gruppo Saipem		56			3	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.339	170		49	1	
Altre	49	13	1	20	8	1
	1.841	239	1.449	69	14	1
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	7	38				
	7	38				
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		56			1	
Gruppo Snam						408
Altre	14	2			2	1
	14	58			3	409
Totale	1.862	335	1.449	69	17	410

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;
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione.

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)	30.06.2024			31.12.2023		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	10.180	5	0,05	10.193	3	0,03
Altre attività finanziarie correnti	623	60	9,63	896	19	2,12
Crediti commerciali e altri crediti	15.607	1.218	7,80	16.551	1.363	8,24
Altre attività correnti	4.668	12	0,26	5.637	32	0,57
Altre attività finanziarie non correnti	2.622	2.001	76,32	2.301	1.840	79,97
Altre attività non correnti	3.984	165	4,14	3.393	168	4,95
Passività finanziarie a breve termine	4.733	257	5,43	4.092	222	5,43
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.621	9	0,25	2.921	21	0,72
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.132	22	1,94	1.128	21	1,86
Debiti commerciali e altri debiti	19.339	3.880	20,06	20.654	4.245	20,55
Altre passività correnti	5.489	54	0,98	5.579	62	1,11
Passività finanziarie a lungo termine	23.392	79	0,34	21.716	65	0,30
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.209			4.208	6	0,14
Altre passività non correnti	4.397	512	11,64	4.096	511	12,48

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

(€ milioni)	I semestre 2024			I semestre 2023		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	44.651	1.412	3,16	46.776	2.283	4,88
Altri ricavi e proventi	1.575	100	6,35	414	73	17,63
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(34.448)	(8.444)	24,51	(37.107)	(7.349)	19,80
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(76)			(60)	(2)	3,33
Costo lavoro	(1.661)	5	..	(1.540)	(3)	0,19
Altri proventi (oneri) operativi	(298)	110	..	41	(15)	..
Proventi finanziari	2.830	85	3,00	3.196	69	2,16
Oneri finanziari	(3.435)	(39)	1,14	(3.552)	(17)	0,48
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	253	(12)	..	915	410	44,81

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

(€ milioni)	I semestre 2024	I semestre 2023
Ricavi e proventi	1.512	2.356
Costi e oneri	(7.482)	(6.146)
Altri proventi (oneri) operativi	110	(15)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(215)	332
Interessi	55	52
Flusso di cassa netto da attività operativa	(6.020)	(3.421)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(957)	(1.206)
Disinvestimenti in partecipazioni		440
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(48)	17
Variazione crediti finanziari	(150)	(143)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.155)	(892)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	1	(205)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1	(205)
Variazione disponibilità liquide e equivalenti	2	(6)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(7.174)	(4.518)

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

(€ milioni)	I semestre 2024			I semestre 2023		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.475	(6.020)	..	7.425	(3.421)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(5.705)	(1.155)	20,25	(5.032)	(892)	17,73
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(800)	1	..	(1.142)	(205)	17,95

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2024 e nel 2023 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel primo semestre 2024 e nel 2023 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

In data 23 luglio Eni ha firmato un accordo temporaneo di esclusiva con KKR, società di investimento di rilievo globale, volto all'implementazione della fase di due diligence e al completamento della stesura della documentazione per la cessione di una quota di partecipazione di minoranza in Enilive tra il 20% e il 25%, sulla base di una valutazione della società compresa tra 11,5 e 12,5 miliardi di euro.

In data 24 luglio Eni ha ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie da parte delle Autorità locali e regolamentari competenti e potrà procedere al completamento della transazione per la vendita delle proprietà onshore in Nigeria.

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 2024, nel corso del primo semestre 2024.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2024 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 2024:
 - 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.

25 luglio 2024

/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**

ENI SPA

30 GIUGNO 2024



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 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 2024. 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) 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 ed 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 2024, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 2 agosto 2024

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 Battisti 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 Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

3

ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2024

102

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel primo semestre 2024

149

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 30 GIUGNO 2024

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2024

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2024, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2024, 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	107	314	421						
Imprese consolidate joint operation				4	7	11			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	9	41	50	30	73	103			
Valutate con il metodo del costo	5	5	10	2	24	26			
Valutate con il metodo del fair value							4	22	26
	14	46	60	32	97	129	4	22	26
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	2	1	3		3	3			
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	8	9			
	2	1	3	1	11	12			
Totale	123	361	484	37	115	152	4	22	26

(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.

SOCIETÀ CONTROLLATE ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 17 dicembre 2023 n. 209, recante le norme di attuazione della riforma fiscale in materia di fiscalità internazionale ha modificato la disciplina di cui all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. Le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano qualora i soggetti controllati non residenti integrino congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore al 15 per cento (pari al rapporto tra la somma delle imposte correnti dovute e delle imposte anticipate e differite iscritte nel proprio bilancio d'esercizio e l'utile ante imposte dell'esercizio risultante dal predetto bilancio), e a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia; b) oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo.

Al 30 giugno 2024 Eni controlla 3 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato. Le suddette 3 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni.

Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2024 saranno oggetto di revisione contabile.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA	28,50
					Ministero dell'Economia e delle Finanze	2,00
					Eni SpA	3,14
					Altri Soci	66,36

IMPRESE CONTROLLATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione ^(*)
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA	100,00		Co.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Mozambico Srl	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	100.000	Eni Natural Energies SpA	100,00		P.N.
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.518.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.652.000	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Bacton CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	46.310.000	Eni CCUS H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd ⁽¹⁾	Road Town (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	31.997.266	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrein	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(2) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione ^(*)
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukit Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	3.938.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni CCUS Holding Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	167.020.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SAU	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	500.000	Eni E&P Holding BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.012	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.596.052.720	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Med BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Alam El Shawish BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Arguni I BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ashrafi BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	USD	540.000.001	Eni En. Holding NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Bonaparte Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni En. Australia Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Bondco Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni En. Group Midco Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Capital Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	2	Eni Energy Finance Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy E&P Holding Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.200	Eni En. Holding NL BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Energy E&P UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	642.744.772	Eni Energy E&P UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy E&P UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	635.704.000	Eni Energy Group H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy East Ganal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy East Sepinggan BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Egypt BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Exploration BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Facilities Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Finance Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	3	Eni Energy Group H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy France SAS	Neuilly-Sur-Seine (Francia)	Francia	EUR	137.740	Eni En. International SAS	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Germany BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Germania	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	677.175.201	Eni En. Group Midco Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	26.484,76	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Midco Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.977.175.201	Eni Energy Group Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Resourcing Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni Energy Group H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Holding Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	764.342.437,50	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Hydrogen BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Hydrogen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Energy Group H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy International SAS	Neuilly-Sur-Seine (Francia)	Francia	EUR	5.000.000	Eni Energy Group H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Jakarta BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Muara Bakau BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Netherlands Administration BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	113.500	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy North Ganal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy North West El Amal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Energy Participation Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	36.320	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Touat Holding BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy West Ganai BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Deepwater Ltd ⁽³⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.700	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni GoM Llc	Dover (USA)	USA	USD	5.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni In Amenas Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Algeria	USD	1	Eni Algeria Expl.BV	100,00	100,00	C.I.
Eni In Salah Ltd ⁽⁴⁾	Nassau (Bahamas)	Algeria	USD	1.002	Eni IS Exploration Ltd Eni Algeria Expl.BV	60,48 39,52	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽⁵⁾	George Town (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Algeria ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni IS Exploration Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Algeria Expl.BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Makassar Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd ⁽⁷⁾	Londra (Regno Unito)	Emirati Arabi Uniti	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Natural Energies Côte d'Ivoire SA	Abidjan (Costa d'Avorio)	Costa d'Avorio	XOF	10.000.000	Eni Natural Energies SpA	100,00		P.N.
Eni Netherlands CCUS BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

(7) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Peri Mahakam Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Qatar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni RAK BV ⁽⁸⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Deepwater Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozamb. LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV ⁽⁸⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Tellus CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Energy Group H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor 22-23 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Timor Est	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(8) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

(9) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ⁽¹⁰⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine LLC (in liquidazione)	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	98.419.627,51	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Export LNG Ltd ⁽¹¹⁾	Hong Kong (Hong Kong)	Repubblica del Congo	USD	322.325.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(10) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(11) Società per le quali non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽¹²⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	117.310.000	Eni CCUS H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
LLC "Eni Energia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10		P.N.
Neptune Energy Brasil Participacoes Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	60.000.000	Eni En. Holding NL BV Eni En. E&P Hold. NL BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Production North Sea Netherlands Ltd	Wilmington (USA)	Paesi Bassi	USD	1.000	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd ⁽¹³⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SAU Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽¹³⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SAU Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(12) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

(13) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA	Roma	Italia	EUR	41.233.720	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING, CHIMICA E POWER

Refining

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV ⁽¹⁴⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000.000	ET&B SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(14) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Mater-Agro Srl	Novara	Italia	EUR	50.000	Novamont SpA Soci Terzi	85,00 15,00		P.N.
Mater-Biotech SpA	Novara	Italia	EUR	120.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Matrica SpA	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Novamont SpA Versalis SpA	50,00 50,00	100,00	C.I.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	20.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Tecnocompounds Valtenna Srl	Fermo	Italia	EUR	51.640	Tecnofilm SpA	100,00		
Tecnofilm SpA	Sant'Elpidio a Mare (FM)	Italia	EUR	7.315.000	Versalis SpA	100,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Asian Compounds Ltd ⁽¹⁵⁾	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
BBI Sverige AB	Torsby (Svezia)	Svezia	SEK	100.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Americas Inc	Dunedin (USA)	USA	USD	476	BioBag International	100,00	100,00	C.I.
BioBag Finland OY	Vantaa (Finlandia)	Finlandia	EUR	203.784	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Inc	Toronto (Canada)	Canada	CAD	100	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag International AS	Indre Østfold (Norvegia)	Norvegia	NOK	3.565.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
BioBag Norge AS	Indre Østfold (Norvegia)	Norvegia	NOK	200.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Plastics Ltd	Delgany (Irlanda)	Irlanda	EUR	1.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Polska Sp zoo	Wroclaw (Polonia)	Polonia	PLN	106.100	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag UK Ltd	Belfast (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Zenzo A/S	Hillerød (Danimarca)	Danimarca	DKK	400.000	BioBag International	100,00		P.N.
Dagöplast AS	Hiumaa (Estonia)	Estonia	EUR	76.800	BioBag International	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(15) Società per le quali non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	5.219.443.200	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd ⁽¹⁶⁾	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca (Brasile)	Brasile	BRL	1.000.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou (Cina)	Cina	USD	180.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur (India)	India	INR	121.767.880	Versalis Singapore P. Ltd Finproject SpA	99,99 (.)	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	7.523.030	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong (Vietnam)	Vietnam	VND	19.623.250.000	Finproject Asia Ltd	100,00		P.N.
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City (Canada)	Canada	CAD	1.215.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations México SA de CV	León (Messico)	Messico	MXN	35.956.433	Foam Creations (2008) Finproject SpA	53,23 46,77	100,00	C.I.
Novamont France SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	40.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Novamont GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	25.564	Novamont SpA	100,00		P.N.
Novamont Iberia SLU	Cornellà de Llobregat (Spagna)	Spagna	EUR	50.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Novamont North America Inc	Shelton (USA)	USA	USD	50.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast America Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	70.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover (Germania)	Germania	EUR	25.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International Côte d'Ivoire Sarlu	Abidjan (Costa d'Avorio)	Costa d'Avorio	XOF	270.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	45.001.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,99 (.)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(16) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Versalis International SA	99,99 (.)	100,00	C.I.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	15.237.236	Versalis Singapore P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	15.927.500	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.023.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Power**IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	44.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	44,12	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ENILIVE E PLENITUDE

Enilive

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	Roma	Italia	EUR	315.498.184	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Flaibano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Po Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Quadrivium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.500.000	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enimooov SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Aten Oil Activos SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	303.000	Aten Oil SLU	100,00	100,00	C.I.
Aten Oil Operaciones SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	703.000	Aten Oil SLU	100,00	100,00	C.I.
Aten Oil Setor Activos SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	10.293.060	Aten Oil Setor SLU	100,00	100,00	C.I.
Aten Oil Setor Operaciones SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	57.198.511	Aten Oil Setor SLU	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Aten Oil Setor SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Enilive Iberia SLU	100,00	100,00	C.I.
Aten Oil SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Enilive Iberia SLU	100,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni Energy (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enilive Austria GmbH (ex Eni Austria GmbH)	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Enilive SpA Enilive Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Enilive Benelux BV (ex Eni Benelux BV)	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH)	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Enilive SpA Eni International BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Enilive France Sàrl (ex Eni France Sàrl)	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enilive Iberia SLU (ex Eni Iberia SLU)	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enilive Marketing Austria GmbH (ex Eni Marketing Austria GmbH)	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Enimooov Austria GmbH Enilive SpA	99,99 (.)	100,00	C.I.
Enilive Schmiertechnik GmbH (ex Eni Schmiertechnik GmbH)	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Enilive Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Enilive Suisse SA (ex Eni Suisse SA)	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enilive US Inc (ex Eni Sustainable Mobility US Inc)	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Enilive SpA	100,00	100,00	C.I.
Enimooov Austria GmbH (ex Eni Mineralölhandel GmbH)	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Enilive Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		Co.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (.)	100,00	C.I.
Tasonis DirectorShip SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Enilive Iberia SLU	100,00	100,00	C.I.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (.)		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	833.135.092	Eni SpA Soci Terzi	92,42 7,58	92,42	C.I.
Agrikroton Srl - Società Agricola	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.
Alirsila Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00		P.N.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100,00	92,42	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100,00	92,42	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,19 ^(a) 0,81	92,42	C.I.
Borgia Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Corridonia Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Dynamica Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
Ecoener Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Elettro Sannio Wind 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.225.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
Enerkall Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Miniwind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Società Agricola Bio Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Solar & Miniwind Italia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni New Energy SpA	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Solar Abruzzo Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Solar III Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	500	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Solar II Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	120.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Storage Italy Srl (ex Ruggiero Wind Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di controllo: Eni Plenitude SpA SB 100,00

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Plenitude Technical Services Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Wind & Energy Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.865.474	Eni New Energy SpA	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Wind 2020 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Wind 2022 SpA	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Eolica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Eolica Wind Power Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Plen. En. Serv. SpA	100,00	92,42	C.I.
Faren Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar III Srl	100,00	92,42	C.I.
FAS Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	119.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
FV4P Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Gemsa Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
GPC Due Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	12.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
GPC Uno Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Green Parity Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Lugo Società Agricola Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.
Lugo Solar Tech Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.
Marano Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Marano Solare Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Marcellinara Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	35.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
Micropower Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	30.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Molinetto Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Faren Srl	100,00	92,42	C.I.
Montefano Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Monte San Giusto Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Olivadi Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	31.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
Pescina Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Pieve5 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.
Plenitude Energy Services SpA (ex Evolvere SpA Società Benefit)	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Pollenza Sole Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	32.500	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Ravenna 1 FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
RF-AVIO Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
RF-Cavallerizza Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
SAV - Santa Maria Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
Società Agricola Agricentro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.
Società Agricola Casemurate Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	92,42	C.I.
Società Agricola Isola d'Agri Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Società Agricola L'Albero Azzurro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	92,42	C.I.
Timpe Muzzunetti 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	2.500	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	70,00 30,00	64,70	C.I.
Vivaro FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	92,42	C.I.
VRG Wind 127 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
VRG Wind 149 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	92,42	C.I.
W-Energy Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	93.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	92,42	C.I.
Wind Salandra Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Windsol Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.250.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.
Wind Turbines Engineering 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	5.450.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	47,14	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	92,42	C.I.
Almazara Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Anberia Invest SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	92,42	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	92,42	C.I.
Armadura Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Arm Wind Llp	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	92,42	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	92,42	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	92,42	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	92,42	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	92,42	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	92,42	C.I.
Atlante Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Belle Magioocoe Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	92,42	C.I.
Boceto Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	92,42	C.I.
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria HoldCo Llc	100,00	84,38	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	191.692.165	Brazoria Class B Soci Terzi	91,30 8,70	84,38	C.I.
BT Kellam Solar Llc	Austin (USA)	USA	USD	1.000	Kellam Tax Eq. Partn.	100,00	87,74	C.I.
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Cattlemen Class A Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	92,42	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Chapitel Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Corazon Energy Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00	92,42	C.I.
Corazon Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Corazon Tax Eq. Part. Llc	100,00	87,50	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Corazon Energy Services Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	181.301.168	Corazon En. Class B Llc Soci Terzi	94,67 5,33	87,50	C.I.
Corlinter 5000 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	92,42	C.I.
Cornisa Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni Plenitude SpA SB Energías Amb. de Outes	60,00 40,00	92,42	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Ekain Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	92,42	C.I.
Energía Eólica Boreas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Energías Alternativas Eólicas Riojanas SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.901,71	Eni Plenitude SpA SB Des. Energéticos Riojanos	57,50 42,50	92,42	C.I.
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	239.500.800	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,99 (..)	92,42	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	92,42	C.I.
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	92,42	C.I.
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	92,42	C.I.
Eni New Energy US Holding Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Inv.Inc	99,00 1,00	92,42	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Iberia SLU	Santander (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Investment Colombia SAS	Bogotá (Colombia)	Colombia	COP	1.010.840.000	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	51,00 49,00	47,14	C.I.
Eni Plenitude Investment Spain SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	100.000	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	51,00 49,00	47,14	C.I.
Eni Plenitude Operations France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Renewables France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	8.227.464	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Renewables Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Rooftop France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Colombia SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	1.000.000	Eni Plen. Tech. Serv. Srl Soci Terzi	60,00 40,00	55,45	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Romania Srl	Cluj-Napoca (Romania)	Romania	RON	4.400	Eni Plen. Tech. Serv. Srl Eni Plen. St. Italy Srl	95,00 5,00	92,42	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Tech. Serv. Srl	100,00	92,42	C.I.
Eolica Cuellar de la Sierra SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	110.999,77	Eni Plen. Inv. Spain SL	100,00	47,14	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Fortaleza Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Fotovoltaica Escudero SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Garita Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Guajillo Energy Storage Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US H. Llc	100,00	92,42	C.I.
Guillena Nivel II SL (ex Tebar Solar SLU)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Almazara Solar SLU Atlante Solar SLU Chapitel Solar SLU Fortaleza Solar SLU Garita Solar SLU	20,00 20,00 20,00 20,00 20,00	92,42	C.I.
Guilleus Consulting SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	92,42	C.I.
HLS Bonete PV SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.602	HLS Bonete Topco SLU	100,00	92,42	C.I.
HLS Bonete Topco SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.602	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	92,42	C.I.
Inveese SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	100.000.000	Eni Plen. Inv. Colombia Soci Terzi	75,00 25,00	35,35	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Kellam Solar Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	92,42	C.I.
Kellam Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	40.431.680	Kellam Solar Class B Soci Terzi	94,93 5,07	87,74	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	92,42	C.I.
Ladronera Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Maristella Directorship SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	92,42	C.I.
Membrio Solar SLU	Lodosa (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Miburia Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	92,42	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	92,42	C.I.
Punes Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	92,42	C.I.
Renopool 1 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.015	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	36.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	48.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	109.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	27.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	47.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.800	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	49.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	31.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	45.100	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	1.621.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	92,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Share SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Italy SpA	Roma	Italia	EUR	5.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	334.171	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eniquantic SpA	Roma	Italia	EUR	50.000	Eni SpA Soci Terzi	94,00 6,00		Co.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eniverse Ventures Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.550.000	Eni SpA	100,00		Co.
Enivibes Srl	Vimodrone (MI)	Italia	EUR	3.552.632	Eniverse Soci Terzi	76,00 24,00		
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	2.500.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	101.755.495,30	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agri-Energy Srl ^(†)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Mozambique Rovuma Venture SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Azule Energy Angola (Block 18) BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	2.275.625,42	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration Angola (KB) Ltd	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration (Angola) Ltd	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1.000.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Gas Supply Services Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Holdings Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Ltd	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy US Gas Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	12.800.000	Azule En. Gas Sup. S. Inc	100,00		
Barentsmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
E&E Algeria Touat BV ^(†)	L'Aja (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	65.265.660	Eni En. Touat Hold. BV Soci Terzi	54,00 46,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Obaiyed Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Fedynskmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
In Salah Gas Ltd	St. Helier (Jersey)	Algeria	GBP	180	Eni In Salah Ltd Soci Terzi	25,56 74,44		Co.
In Salah Gas Services Ltd	St. Helier (Jersey)	Paesi Bassi	GBP	180	Eni In Salah Ltd Soci Terzi	25,56 74,44		Co.
Isatay Operating Company Llp ^(†)	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mangistau Power BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
NOGAT BV ^(†)	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	30.657.500	Eni En. Holding NL BV Soci Terzi	15,00 85,00	15,00	J.O.
Noordgastransport BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.151.208,64	Eni En. Holding NL BV Soci Terzi	18,57 81,43		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
North El Hammad Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	18,75 81,25		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunin SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0,02	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
QatarEnergy LNG NFE (5)	Doha (Qatar)	Qatar	USD	1.175.885.000	Eni Qatar BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SAU Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi ASA ^(#)	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	63,04 36,96		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
SeaCorridor Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000.000	Eni SpA Soci Terzi	50,10 49,90		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 ^(a)	J.O.
Damietta LNG (DLNG) SAE ^(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
DLNG Service SAE ^(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	98,00 1,00 1,00	50,00	J.O.
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	11.100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

REFINING, CHIMICA E POWER

Refining

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
CePIM Centro Padano Interscambio Merzi SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA ^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Green Hydrogen Venezia Srl ^(†)	Verona	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo Scpa ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
South Italy Green Hydrogen Srl ^(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	100.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione ^(*)
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 30,07 35,42	50,00 ^(a)	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.304.464	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,61 11,51 10,63 58,25		P.N.
Polymer Servizi Ecologici Scarl	Terni	Italia	EUR	10.000	Novamont SpA Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Meilili (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BioBag Baltic OÜ	Tallinn (Estonia)	Estonia	EUR	3.846	BioBag International Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd ^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	701.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Chem-invest Llp ^(†)	Uralsk City (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	64.194.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc ^(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power**IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	26,01	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ENILIVE E PLENITUDE

Enilive

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agass Energy Solution Europe SL ^(t)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Aten Oil Setor SLU Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
City Carbuoil SA ^(t)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Enilive Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Enilive SpA Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Enilive France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Enilive SpA Routex BV Soci Terzi	20,00 ^(a) 20,00 60,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Enilive Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
St. Bernard Renewables LLC ^(t)	Wilmington (USA)	USA	USD	1.000	Enilive US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(t)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Enilive Mark. A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Enilive SpA 25,00
Soci Terzi 75,00

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Atis Floating Wind Srl ^(†)	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Bettercity SpA	Bergamo	Italia	EUR	4.050.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate (BG)	Italia	EUR	11.785,71	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	45,45 54,55		P.N.
GreenIT SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Hergo Renewables SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.
Krimisa Floating Wind Srl ^(†)	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Messapia Floating Wind Srl ^(†)	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	200.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Siel Agrisolare Srl ^(†)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	36,00 64,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
2022 Sol VII Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	86.233.622	Timber Road Blue Harvest Soci Terzi	76,25 23,75		P.N.
2023 Sol IX Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	219.753.706	Cattlemen Class A Llc Soci Terzi	74,54 25,46		P.N.
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Clarensac Solar SAS	Fuveau (Francia)	Francia	EUR	25.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Enera Conseil SAS ^(†)	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni G&P France SA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
EnerOcean SL ^(†)	Malaga (Spagna)	Spagna	EUR	493.320	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	37,70 62,30		P.N.
Evacuación San Serván 400 SL ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Renopool 1 SLU Soci Terzi	68,77 31,23		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Guillena 400 Promotores SL ^(†)	Siviglia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Almazara Solar SLU	6,99		P.N.
					Atlante Solar SLU	6,99		
					Chapitel Solar SLU	6,99		
					Fortaleza Solar SLU	6,99		
					Garita Solar SLU	6,99		
					Soci Terzi	65,05		
Infraestructuras San Serván SET 400 SL ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	90.000	Renopool 1 SLU	42,31		P.N.
					Soci Terzi	57,69		
Instalaciones San Serván II 400 SL ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	11.026	Renopool 1 SLU	52,38		P.N.
					Soci Terzi	47,62		
Mangistau Renewables BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Energy Solutions BV	51,00		P.N.
					Soci Terzi	49,00		
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	49,00		P.N.
					Soci Terzi	51,00		
Novis Renewables Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Parc Tramuntana SL ^(†)	Cerdanyola del Valles (Spagna)	Spagna	EUR	3.500	Eni Plenitude SpA SB	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Parque Eolico Marino La Janda SL ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Parque Eolico Marino Nordes SL ^(†)	La Coruña (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Parque Eolico Marino Tarahal SL ^(†)	Las Palmas de Gran Canaria (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo ^(†)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	5.000	Eni Energy Solutions BV	95,00		P.N.
					Soci Terzi	5,00		
Promotores Caparacena 400 SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Ladronera Solar SLU	8,21		P.N.
					Boceto Solar SLU	7,30		
					Cornisa Solar SLU	7,30		
					Soci Terzi	77,19		
Tramuntana Energy LAB SL ^(†)	Cerdanyola del Valles (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
Vågrønn AS ^(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	700.000	Eni Energy Solutions BV	65,00		P.N.
					Soci Terzi	35,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'**Corporate e Società finanziarie****IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl ^(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Energy Dome SpA	Milano	Italia	EUR	182.830,21	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Saipem SpA ^{(#)(†)}	Milano	Italia	EUR	501.669.790,83	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	21,19 ^(a) 1,15 77,66		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Avanti Battery Company	Natick (USA)	USA	USD	683	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	904,64	Eni Next Llc CFS Soci Terzi			P.N.
Cool Planet Technologies Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	334	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	1.129	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
M2X Energy Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	99	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Mantel Capture Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	1.150	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
sHYp BV PBC	Wilmington (USA)	USA	USD	86	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Swift Solar Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	740,37	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thiozen Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	351	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo:

Eni SpA	21,44
Soci Terzi	78,56

Altre attività**IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
HEA SpA ^(t)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
LabAnalysis Environmental Science Srl ^(t)	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	100.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BF SpA ^(#)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	261.883.391	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	5,32 94,68	F.V.
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	142.000	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Società Italiana Sementi SpA	San Lazzaro di Savena (BO)	Italia	EUR	40.790.314,24	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	17,24 82,76	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Alam El Shawish Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni En. Alam El Shaw. BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Urban Renewal Company Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Company NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Petrolera Güiría SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Norsea Gas GmbH	Friedeburg-Etzel (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING, CHIMICA E POWER

Refining

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR (in liquidazione)	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR"	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ENILIVE E PLENITUDE

Enilive

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Compañía de Economía Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	6.863.493	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Enilive France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Enilive France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Gestión de Envases Comerciales e Industriales SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Enilive Iberia SLU Soci Terzi	16,40 83,60	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Enilive SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Enilive France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Enilive Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Enilive Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
New Energy One Acquisition Corporation Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	56.220,61	Eni International BV Soci Terzi		F.V.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 53)

Aten Oil Activos SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Aten Oil Operaciones SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Aten Oil Setor Activos SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Aten Oil Setor Operaciones SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Aten Oil Setor SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Aten Oil SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Bacton CCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Soppravvenuta rilevanza
Cattlemen Class A Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo	Corporate e società finanziarie	Sopravvenuta rilevanza
Eni Energy Alam El Shawish BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Arguni I BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Ashrafi BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Australia Pty Ltd	Perth	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Bonaparte Pty Ltd	Perth	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Bondco Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Capital Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy E&P Holding Netherlands BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy E&P UKCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy E&P UK Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy East Ganai BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy East Sepinggan BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Egypt BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Exploration BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Facilities Netherlands BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione

Eni Energy Finance Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy France SAS	Neully-Sur-Seine	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Germany BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Group Holdings Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Group Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Group Midco Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Group Resourcing Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Holding Netherlands BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Hydrogen BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Hydrogen Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy International SAS	Neully-Sur-Seine	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Italy SpA	Roma	Corporate e società finanziarie	Costituzione
Eni Energy Jakarta BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Muara Bakau BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Netherlands Administration BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Netherlands BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy North Ganai BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy North West El Amal BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Participation Netherlands BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy Touat Holding BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Energy West Ganai BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Netherlands CCUS BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Tellus CCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Timor 22-23 BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Neptune Energy Brasil Participacoes Ltda	Rio de Janeiro	Exploration & Production	Acquisizione
Production North Sea Netherlands Ltd	Wilmington	Exploration & Production	Acquisizione
Tasonis DirectorShip SLU	Madrid	Enilive	Acquisizione
Timber Road Blue Harvest Class A Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Versalis International Côte d'Ivoire Sarlu	Abidjan	Chimica	Sopravvenuta rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 6)

Burren Shakti Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Algeria Ltd Sarl	Lussemburgo	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Bahrain BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE INCLUSE (N. 2)

NOGAT BV	L'Aja	Exploration & Production	Acquisizione del controllo congiunto
HEA SpA	Bologna	Altre attività	Sopravvenuta rilevanza



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2023: € 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

