

Eni

Relazione Finanziaria Semestrale
Consolidata al 30 giugno 2023





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 2023

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 rischiosità 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	
Exploration & Production	8
Global Gas & LNG Portfolio	10
Sustainable Mobility, Refining e Chimica	12
Plenitude & Power	15
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	17
Fattori di rischio e incertezza	37
Evoluzione prevedibile della gestione	47
Altre informazioni	48

2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	51
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	57
Attestazione del management	92
Relazione della Società di revisione	93

3. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2023	97
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre	135

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Highlights

PERFORMANCE FINANZIARIA

- Risultati solidi in uno scenario prezzo commodity in riduzione con il prezzo del Brent in calo del 26% e i prezzi del gas (PSV) inferiori del 52% rispetto al semestre 2022.
- Utile operativo adjusted di Gruppo:** €8 miliardi nel primo semestre (-€3 miliardi rispetto al semestre 2022) grazie al contributo del settore GGP e alla forte resilienza allo scenario del settore E&P. In particolare:
 - E&P, registra l'utile operativo adjusted di €4,9 miliardi, -48% rispetto al periodo di confronto, per effetto dei deboli prezzi di realizzo in dollari e del deconsolidamento delle attività angolane. Produzioni in leggera crescita, in linea con i piani aziendali;
 - GGP ha conseguito un utile operativo adjusted di €2,5 miliardi (€0,9 miliardi nel semestre 2022) trainato principalmente dai connaturati benefici derivanti da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti che sono tipici del settore di attività. Inoltre, in un mercato ancora caratterizzato da moderate volatilità e opportunità di arbitraggio, la continua ottimizzazione degli asset e l'attività di trading hanno contribuito alla performance;
 - Sustainable Mobility e Refining registra un utile operativo adjusted di €0,4 miliardi (circa €1 miliardo nel semestre 2022) che risente dell'andamento di alcune variabili di scenario e dei minori spread dei prodotti;
 - Plenitude & Power ha conseguito un utile operativo adjusted di €0,4 miliardi, +8% rispetto al semestre 2022, sostenuto dal positivo andamento dell'attività retail, dalla crescita della capacità rinnovabile e della produzione di energia rinnovabile e dalle ottimizzazioni nel business della generazione termoelettrica;
 - Chimica, negativamente impattata dall'eccezionale rallentamento della domanda in tutti i segmenti di mercato e dalla continua pressione competitiva dai flussi d'importazione, ha conseguito una perdita adjusted di €0,2 miliardi.
- Utile ante imposte adjusted:** robusto a €8,7 miliardi, considerando il debole andamento dello scenario commodity. In particolare, l'utile operativo proforma adjusted che integra i margini operativi delle società all'equity risulta pari a €10,1 miliardi rispetto a €13,2 miliardi del semestre 2022.
- Utile netto adjusted:** €4,8 miliardi, -32% rispetto al semestre 2022.
- Eccellente generazione di cassa adjusted (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo):** €9,5 miliardi. Dopo il finanziamento dei capex netti e dei fabbisogni del circolante (circa €6,5 miliardi), generato un free cash flow organico di €3 miliardi in grado di coprire quasi per intero l'esborso per il dividendo 2023.
- Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16:** €8,2 miliardi. Leverage a 0,15, confermando il range obiettivo di 0,1-0,2 comunicato nel Capital Market Day.
- Distribuzione del dividendo:** pagata a maggio la quarta rata del dividendo per l'esercizio 2022 dell'importo di €0,22 per azione.
- Approvata dal Consiglio di Amministrazione, la **distribuzione agli azionisti** della prima delle quattro tranches del dividendo 2023, di €0,24 (su una erogazione complessiva annuale pari a €0,94) per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola del 18 settembre 2023, con pagamento il 20 settembre 2023, in linea con quanto deliberato dall'Assemblea del 10 maggio 2023.
- Programma buy-back:** in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, relativa al nuovo programma di acquisto di azioni proprie da realizzarsi entro aprile 2024, che prevede un esborso minimo di €2,2 miliardi, incrementabile fino a un massimo di €3,5 miliardi, dall'inizio del programma (fine maggio 2023) fino al 28 luglio, sono state acquistate 48 milioni di azioni al costo di €635 milioni.

PERFORMANCE OPERATIVA

- Produzione d'idrocarburi:** 1,63 milioni di boe/giorno, in crescita dell'1% rispetto al primo semestre 2022. La produzione è stata sostenuta dai ramp-up in Mozambico e Messico, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni di periodo, in Kazakistan, a seguito di eventi straordinari verificatesi nel semestre 2022, nonché in Indonesia e Iraq. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle attività di manutenzione programmate, in particolare in Libia, e dal declino dei campi maturi.
- Nel primo semestre, **aggiunte circa 360 milioni di boe di nuove risorse** alla nostra reserve base grazie principalmente alle scoperte nell'offshore di Egitto, Congo e Messico.
- Al 30 giugno 2023, la **capacità installata da fonti rinnovabili di Plenitude** è pari a 2,5 GW, +12% rispetto al 31 dicembre 2022 (2,2 GW).
- Al 30 giugno 2023, installati 16,6 mila **punti di ricarica per veicoli elettrici** (di cui il 98% in Italia), raddoppiati rispetto al 30 giugno 2022 (8,5 mila unità) e in aumento di oltre 3,5 mila punti rispetto a fine 2022.

- Nel primo semestre 2023, **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 13,40 milioni di tonnellate, sostanzialmente invariate rispetto al primo semestre 2022. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (76%) diminuisce di 4 punti percentuali.
- Nel semestre **volumi di lavorazione bio** pari a 276 mila tonnellate, +17,4% rispetto al periodo di confronto. Maggiori volumi processati presso la bioraffineria di Gela, ferma per manutenzione nel primo semestre 2022, hanno più che compensato la riduzione presso la bioraffineria di Venezia per effetto della fermata programmata.

SVILUPPI DI BUSINESS

- A giugno, d'intesa con la collegata Vår Energi ASA, definito l'accordo per acquisire l'importante società indipendente di esplorazione e produzione d'idrocarburi Neptune, che possiede asset prevalentemente a gas naturale a ridotto profilo emissivo e diversi progetti di cattura di CO₂.
- A giugno, finalizzata l'acquisizione, attraverso la joint venture paritetica Eni Sustainable Mobility e PBF Energy, della bioraffineria St. Bernard Renewables LLC (SBR) di Chalmette, in Louisiana (USA). La bioraffineria è entrata in esercizio con una capacità di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materie prime.
- A luglio, acquisiti asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore dell'Indonesia. Questa acquisizione è in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030. La chiusura della transazione è soggetta alle approvazioni governative e regolatorie.
- Nel semestre firmati accordi con partner commerciali (i.e. Ikea) per l'installazione di colonnine di ricarica elettrica sul territorio nazionale.
- In linea con l'obiettivo di crescita nel business delle rinnovabili, Plenitude ha finalizzato acquisizioni di capacità da fonti rinnovabili in Italia e all'estero.
- Finalizzati accordi per la promozione dell'utilizzo dell'HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) e del SAF (Sustainable Aviation Fuel).

INIZIATIVE DI SOSTENIBILITÀ E DECARBONIZZAZIONE

- Firmato un Memorandum of Intent (MoI) con il Governo della Repubblica di Guinea Bissau per esplorare potenziali aree di collaborazione nell'esplorazione, nelle soluzioni climatiche basate sulla natura e sulla tecnologia, nell'agricoltura, nella sostenibilità e nella salute.
- Firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con Sonangol per la valutazione di possibili iniziative congiunte nelle aree della transizione energetica, tra cui le filiere agroindustriali per la produzione di combustibili a basse emissioni di carbonio, la valorizzazione delle biomasse residue e dell'ammoniaca verde per applicazioni agro-industriali, nonché dei minerali critici.
- Firmato un Memorandum of Understanding con la Libia per valutare possibili opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra e sviluppare energia sostenibile nel Paese. Eni sarà impegnata nella riduzione delle emissioni di CO₂ attraverso la riduzione del gas flaring di routine, delle emissioni fuggitive, nonché di possibili progetti per la riduzione delle emissioni dei settori hard-to-abate.
- Eni è stata inclusa per il secondo anno consecutivo nel Bloomberg Gender Equality Index 2023 che valuta le aziende per il loro impegno nel raggiungimento della parità di genere, analizzandone la performance in cinque ambiti: (i) Leadership & talent pipeline; (ii) Equal pay & gender pay parity; (iii) Inclusive culture; (iv) Anti-sexual harassment policies; (v) External brand.
- Per il secondo anno consecutivo, Eni è stata inclusa nella TOP 100 di Equileap, uno dei rating sulla parità di genere più importanti a livello globale, in quanto collegato a indici di stakeholder finanziari molto influenti (es.: Morningstar).

PERFORMANCE ESG

- TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) della forza lavoro è pari a 0,38, stabile rispetto al primo semestre 2022.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) in leggera riduzione rispetto al primo semestre 2022 per effetto principalmente della nuova configurazione dell'impianto di Porto Marghera, le attività di manutenzione nella chimica e variazioni nell'area di consolidamento.
- Volumi totali di oil spill (>1 barile) in aumento rispetto al primo semestre 2022, a causa di una perdita di olio combustibile completamente recuperato.
- Acqua di formazione reiniettata upstream in aumento rispetto al primo semestre 2022 grazie all'aumento della percentuale di acqua reiniettata principalmente in Libia, a seguito di eventi di sabotaggio avvenuti nel semestre 2022.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		Primo Semestre 2023	2022
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	46.776	63.685
Utile (perdita) operativo		4.275	11.322
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		8.022	11.032
Exploration & Production		4.855	9.248
Global Gas & LNG Portfolio		2.459	917
Sustainable Mobility, Refining e Chimica		241	1.013
Plenitude & Power		351	325
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		4.842	7.078
per azione ^(c)	(€)	1,43	1,98
per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	3,09	4,33
Utile (perdita) netto ^(b)		2.682	7.398
per azione ^(c)	(€)	0,78	2,07
per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	1,69	4,53
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	2.266	9.106
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	7.425	7.281
Investimenti tecnici		4.676	3.193
di cui: ricerca esplorativa		366	285
sviluppo riserve di idrocarburi		3.511	2.044
Totale attività a fine periodo		140.420	163.377
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.528	52.012
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16 ^(a)		12.941	12.777
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 ^(a)		8.215	7.872
Capitale investito netto		68.469	64.789
di cui: Exploration & Production		51.210	50.861
Global Gas & LNG Portfolio		615	(3.585)
Sustainable Mobility, Refining e Chimica		9.218	10.810
Plenitude & Power		7.846	9.425
Leverage ante IFRS 16	(%)	15	15
Leverage post IFRS 16		23	25
Gearing		19	20
Coverage		17,6	21,4
Current ratio		1,4	1,2
Debt coverage		57,4	57,0
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,18	11,33
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.341,7	3.538,3
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	44,5	40,5



(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 2023	2022
Exploration & Production	(numero)	8.771	9.336
Global Gas & LNG Portfolio		683	858
Sustainable Mobility, Refining e Chimica		13.330	13.086
Plenitude & Power		2.900	2.593
Corporate e altre attività		6.640	6.689
Totale dipendenti gruppo		32.324	32.562
di cui: - donne		8.630	8.424
- all'estero		11.223	11.836
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)	(%)	29	27



SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)

		Primo Semestre 2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,38	0,38
<i>dipendenti</i>		0,49	0,16
<i>contrattisti</i>		0,33	0,48
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	19,6	19,9
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	26,0	28,0
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,5	0,5
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	10,4	2,7
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		2,8	2,1
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	73	87

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI sono calcolati sugli asset operati consolidati al 100%.



DATI OPERATIVI

EXPLORATION & PRODUCTION

	Primo Semestre 2023	2022	
Produzione di idrocarburi ^(a)			
<i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di boe/giorno)	1.633	1.623
<i>gas naturale</i>	(migliaia di barili/giorno)	769	760
Produzione venduta	(milioni di metri cubi/giorno)	129	129
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	(milioni di boe)	265	271
Acqua di formazione reiniettata	(\$/boe)	59,16	76,41
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,45	10,68
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata (upstream) ^(b)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	21,3	20,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(b)	(migliaia di barili)	0,1	0,7

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

	Primo Semestre 2023	2022	
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	25,99	31,64
<i>di cui: in Italia</i>		12,83	16,28
<i>internazionali</i>		13,16	15,36
Vendite GNL		5,2	5,2
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,59	1,03

SUSTAINABLE MOBILITY, REFINING E CHIMICA

	Primo Semestre 2023	2022	
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,6	1,1
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	276	235
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	54	46
Quota di mercato rete in Italia		21,2	21,7
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,64	3,55
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	786	743
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	76	80
Produzioni di prodotti petrochimici	(migliaia di tonnellate)	2.834	4.191
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrochimici	(%)	54	69
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	2,81	3,16
Emissioni di SO _x (ossido di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x eq.)	1,19	1,45
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)	234	221

PLENITUDE & POWER

	Primo Semestre 2023	2022	
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	2.465	1.524
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	1.970	1.220
Vendite gas retail e business	(miliardi di metri cubi)	3,79	4,37
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	8,81	9,58
Punti di ricarica elettrica	(migliaia)	16,6	8,5
Produzione termoelettrica	(terawattora)	10,34	11,06
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		10,06	11,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,78	5,00
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) ^(b)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	396	389

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

(b) Calcolato sul 100% degli asset operati.

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

PRODUZIONE E PREZZI

	Primo Semestre				
	2023	2022	Var.ass.	var %	
Produzioni					
Petrolio	(migliaia di barili/g)	769	760	9	1,2
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	129	129	0	0
Idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.633	1.623	10	0,6
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio	(\$/barile)	72,06	99,54	(27,48)	(27,6)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	307,61	350,59	(42,98)	(12,3)
Idrocarburi	(\$/boe)	59,16	76,41	(17,25)	(22,6)

Nel primo semestre 2023 la **produzione di idrocarburi** di 1.633 milioni di boe/giorno è in crescita di circa 1% rispetto al primo semestre 2022. La produzione è stata sostenuta dai ramp-up in Mozambico e Messico, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni di periodo, in Kazakhstan, a seguito di eventi straordinari verificatesi nel semestre 2022, nonché in Indonesia e Iraq. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle attività di manutenzione programmate, in particolare in Libia, e dal declino dei campi maturi.

La **produzione di petrolio** è stata di 769 mila barili/giorno, in aumento di circa 1% rispetto al primo semestre 2022. La crescita produttiva in Algeria, Messico, Kazakhstan e Iraq è stata in parte compensata dalle fermate produttive programmate e dal declino dei campi maturi.

La **produzione di gas naturale** è stata di 129 milioni di metri cubi/giorno, invariata rispetto al primo semestre 2022. La crescita produttiva in Algeria, Mozambico, a seguito del ramp-up del progetto Coral Floating LNG, e Indonesia è stata compensata dalle fermate produttive programmate e dal declino dei campi maturi.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 265,4 milioni di boe. La differenza di 30,2 milioni di boe rispetto alla produzione di 295,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (23,1 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

ACQUISIZIONE DI NEPTUNE ENERGY GROUP LTD

Eni e la sua collegata Vår Energi ASA hanno firmato un accordo per l'acquisizione di Neptune, società indipendente leader nell'esplorazione e produzione di gas a livello globale, con attività focalizzate sul gas a contenute emissioni, nonché diversi progetti nella cattura della CO₂. Eni acquisirà un portafoglio di attività che presenta una forte complementarità a livello operativo e strategico con il proprio, rafforzando la presenza in aree geografiche chiave, come Regno Unito, Algeria, Indonesia e Australia. Vår consoliderà la sua posizione in Norvegia. L'operazione, del valore di \$4,9 miliardi, di cui \$2,6 miliardi acquisiti da Eni e \$2,3 miliardi da Vår, incrementerà il plateau di produzione di Eni di oltre 100 mila boe/giorno, includendo la quota Eni in Vår, con volumi a costo competitivo e a contenute emissioni che sosterranno la strategia del Gruppo con l'obiettivo di incrementare la quota di produzione di gas naturale e di accelerare la transizione, migliorando al contempo la sicurezza delle forniture energetiche all'Europa. Il closing dell'operazione, i cui effetti economici sono retroattivi al 1° gennaio 2023, è previsto all'inizio del 2024, subordinatamente alla finalizzazione delle procedure antitrust e ad altre condizioni sospensive, e sarà immediatamente accrescitiva degli utili e del flusso di cassa di Eni, grazie anche alle sinergie previste di almeno \$0,5 miliardi.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2023 Eni detiene titoli minerari in 37 paesi. Al 30 giugno 2023, il portafoglio minerario di Eni consiste in 754 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 313.967 chilometri quadrati in quota Eni, di cui 577 chilometri quadrati relativi all'attività CCUS in Regno Unito. Al 31 dicembre 2022 la superficie complessiva in quota Eni era di 308.550 chilometri quadrati.

Nel primo semestre 2023 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Indonesia, Algeria, Norvegia, Egitto e Costa d'Avorio per una superficie di circa 9.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente

in Indonesia, Egitto, Algeria e Norvegia per circa 7.700 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota principalmente in Kenya e Norvegia per complessivi 5.400 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Indonesia, Costa d'Avorio, Italia, Egitto e Libano, per complessivi 1.300 chilometri quadrati.

Nel semestre 2023 sono stati ultimati 18 pozzi esplorativi (11,2 in quota Eni), a fronte di 17 pozzi (7,9 in quota Eni) del primo semestre 2022.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2023	2022
Italia	(migliaia di boe/g)	72	83
Resto d'Europa		175	197
Africa Settentrionale		282	255
Egitto		326	355
Africa Sub-Sahariana		288	283
Kazakhstan		163	136
Resto dell'Asia		179	178
America		141	124
Australia e Oceania		7	12
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.633	1.623
- <i>di cui società in Joint Venture e collegate</i>		321	224
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	265	271

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2023	2022
Italia	(migliaia di barili/giorno)	30	37
Resto d'Europa		101	113
Africa Settentrionale		125	119
Egitto		70	79
Africa Sub-Sahariana		168	181
Kazakhstan		115	94
Resto dell'Asia		85	76
America		75	61
Australia e Oceania			
Produzione di petrolio e condensati		769	760
- <i>di cui società in Joint Venture e collegate</i>		175	102

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2023	2022
Italia	(milioni di metri cubi/giorno)	6	7
Resto d'Europa		11	13
Africa Settentrionale		24	20
Egitto		38	41
Africa Sub-Sahariana		18	15
Kazakhstan		7	6
Resto dell'Asia		14	15
America		10	10
Australia e Oceania		1	2
Produzione di gas naturale		129	129
- <i>di cui società in Joint Venture e collegate</i>		22	18

(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 (128 e 117 mila boe/giorno nel primo semestre 2023 e 2022, rispettivamente).

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 25,88 miliardi di metri cubi con una riduzione di 5,92 miliardi di metri cubi, pari al 18,6%, rispetto al primo semestre 2022.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (23,16 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari all' 89% del totale, sono diminuiti di 7,02 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2022 (-23,3%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-7,65 miliardi di metri cubi), Regno Unito (-0,41 miliardi di metri cubi), Norvegia (-0,03 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+0,56 miliardi di metri cubi), Qatar (+0,27 miliardi di metri cubi) e Libia (+0,19 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (2,72 miliardi di metri cubi) registrano un aumento rispetto al periodo di confronto (+67,9%).

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	Var. %
Italia	2,72	1,62	1,10	67,9	
Russia	2,88	10,53	(7,65)	(72,6)	
Algeria (incluso il GNL)	5,90	5,34	0,56	10,5	
Libia	1,38	1,19	0,19	16,0	
Paesi Bassi	0,79	0,72	0,07	9,7	
Norvegia	3,32	3,35	(0,03)	(0,9)	
Regno Unito	0,71	1,12	(0,41)	(36,6)	
Indonesia (GNL)	0,87	0,78	0,09	11,5	
Qatar (GNL)	1,41	1,14	0,27	23,7	
Altri acquisti di gas naturale	4,06	3,89	0,17	4,4	
Altri acquisti di GNL	1,84	2,12	(0,28)	(13,2)	
Estero	23,16	30,18	(7,02)	(23,3)	
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	25,88	31,80	(5,92)	(18,6)	
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,14	(0,12)	0,26	..	
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,03)	(0,04)	0,01	25,0	
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	25,99	31,64	(5,65)	(17,9)	
Disponibilità per la vendita delle società collegate	0,00	0,00	0,00		
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	25,99	31,64	(5,65)	(17,9)	

VENDITE

		Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	Var. %
Prezzo spot del Gas Italia al PSV	(€/migliaia di metri cubi)	500	1.037	(537)	(51,8)
TTF		471	1.014	(543)	(53,6)
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		12,83	16,28	(3,45)	(21,2)
Resto d'Europa		12,02	13,91	(1,89)	(13,6)
<i>di cui: Importatori in Italia</i>		1,24	1,10	0,14	12,7
<i>Mercati europei</i>		10,78	12,81	(2,03)	(15,8)
Resto del Mondo		1,14	1,45	(0,31)	(21,4)
TOTALE VENDITE GAS (*)		25,99	31,64	(5,65)	(17,9)
<i>di cui: vendite di GNL</i>		5,20	5,20	0,00	

(*) Include vendite intercompany.

Nel primo semestre 2023 le vendite di gas naturale di 25,99 miliardi di metri cubi sono diminuite di 5,65 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2022, principalmente per i minori volumi commercializzati nel mercato italiano e nei mercati

europei. Le vendite in Italia di 12,83 miliardi di metri cubi sono diminuite di 3,45 miliardi di metri cubi pari al 21,2% rispetto al primo semestre 2022 (16,28 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati principalmente nei segmenti grossisti, industriale e hub. Le vendite nei mercati europei (10,78 miliardi di metri cubi) hanno registrato un decremento del 15,8% a causa delle minori vendite registrate in particolare nella Penisola Iberica, Turchia, Regno Unito e Francia, solo in parte compensate dalle maggiori vendite effettuate in Germania e Austria.

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Italia		12,83	16,28	(3,45)
Grossisti	5,87	7,09	(1,22)	(17,2)
PSV e borsa	3,23	4,05	(0,82)	(20,2)
Industriali	0,87	1,79	(0,92)	(51,4)
Termoelettrici	0,25	0,53	(0,28)	(52,8)
Autoconsumi	2,61	2,82	(0,21)	(7,4)
Vendite internazionali	13,16	15,36	(2,20)	(14,3)
Resto d'Europa	12,02	13,91	(1,89)	(13,6)
Importatori in Italia	1,24	1,10	0,14	12,7
Mercati europei:	10,78	12,81	(2,03)	(15,8)
Penisola Iberica	1,29	2,09	(0,80)	(38,3)
Germania/Austria	1,09	0,83	0,26	31,3
Benelux	2,03	2,20	(0,17)	(7,7)
Regno Unito	0,71	1,13	(0,42)	(37,2)
Turchia	3,67	4,24	(0,57)	(13,4)
Francia	1,95	2,27	(0,32)	(14,1)
Altro	0,04	0,05	(0,01)	(20,0)
Mercati extra europei	1,14	1,45	(0,31)	(21,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	25,99	31,64	(5,65)	(17,9)

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Vendite delle società consolidate		25,99	31,64	(5,65)
Italia (inclusi autoconsumi)	12,83	16,28	(3,45)	(21,2)
Resto d'Europa	12,02	13,91	(1,89)	(13,6)
Extra Europa	1,14	1,45	(0,31)	(21,4)
Vendite delle società collegate (quota Eni)	0,00	0,00	0,00	
TOTALE VENDITE GAS MONDO	25,99	31,64	(5,65)	(17,9)

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Europa	4,0	3,8	0,2	5,3
Extra Europa	1,2	1,4	(0,2)	(14,3)
TOTALE VENDITE GNL	5,2	5,2	0,0	

Le **vendite di GNL** (5,2 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono invariate rispetto al periodo di confronto. Nel primo semestre 2023 le principali fonti di approvvigionamento GNL sono state il Qatar, l'Egitto, la Nigeria e l'Indonesia.

SUSTAINABLE MOBILITY, REFINING E CHIMICA

		Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	var %
Standard Eni Refining Margin (SERM)	(\$/barile)	8,9	8,2	0,7	8,6
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	8,33	8,13	0,20	2,5
Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		5,07	5,35	(0,28)	(5,2)
Totale lavorazioni in conto proprio		13,40	13,48	(0,08)	(0,6)
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	76	80		
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	276	235	41	17,4
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	54	46		
MARKETING					
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,64	3,55	0,09	2,5
Vendite rete Italia		2,58	2,55	0,03	1,2
Vendite rete resto d'Europa		1,06	1,00	0,06	6,0
Quota di mercato rete Italia	(%)	21,2	21,7		
Vendite extrarete Europa	(milioni di tonnellate)	3,97	4,11	(0,14)	(3,5)
Vendite extrarete Italia		3,08	2,92	0,16	5,5
Vendite extrarete resto d'Europa		0,89	1,19	(0,30)	(25,3)
CHIMICA					
Vendite di prodotti petrolchimici	(milioni di tonnellate)	1,54	2,16	(0,62)	(28,7)
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	54	69		

ACQUISIZIONE DI ST. BERNARD RENEWABLES LLC (SBR)

Finalizzata l'acquisizione attraverso la joint venture partecipata al 50:50 da Eni Sustainable Mobility e PBF Energy per l'acquisizione della St. Bernard Renewables LLC (SBR) di Chalmette, in Louisiana (USA), bioraffineria entrata in esercizio a giugno con una capacità di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materie prime, e con capacità di pretrattamento complete. Produrrà principalmente HVO Diesel utilizzando il processo Ecofining™ sviluppato da Eni in collaborazione con Honeywell UOP.

ACQUISIZIONE DI NOVAMONT

Finalizzato l'acquisto della restante quota di partecipazione del 64% nella società Novamont, annunciato ad aprile. L'acquisizione di Novamont, società leader nel settore delle bioplastiche sostenibili e circolari e della biochimica si inquadra nella strategia Eni di sviluppo della chimica da fonti rinnovabili. L'efficacia dell'operazione è subordinata all'approvazione delle autorità antitrust competenti.

SUSTAINABLE MOBILITY E REFINING

Nel primo semestre 2023 il **margine di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 8,9 \$/barile, registrando una crescita (+8,6%) rispetto ai valori riportati nello stesso periodo del 2022 (8,2 \$/barile).

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 13,40 milioni di tonnellate, sostanzialmente invariate rispetto al primo semestre 2022. In Italia, l'incremento registrato presso la raffineria di Livorno, per effetto delle maggiori lavorazioni nel primo trimestre, è stato parzialmente assorbito dalla riduzione presso le raffinerie di Taranto e Sannazzaro. Le lavorazioni nel resto del mondo sono diminuite del 5,2% rispetto al 2022 a seguito dei minori volumi processati in Germania. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (76%) diminuisce di 4 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione bio** pari a 276 mila tonnellate sono in aumento del 17,4% rispetto al periodo di confronto. I maggiori volumi processati presso la bioraffineria di Gela per effetto della fermata occorsa nel primo semestre 2022 hanno più che compensato la riduzione dei volumi registrata presso la bioraffineria di Venezia per effetto della fermata programmata.

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Rete	2,58	2,55	0,03	1,2
Extrarete	3,08	2,92	0,16	5,5
Petrochimica	0,20	0,24	(0,04)	(16,7)
Altre vendite	3,65	4,41	(0,76)	(17,2)
Vendite in Italia	9,51	10,12	(0,61)	(6,0)
Rete resto d'Europa	1,06	1,00	0,06	6,0
Extrarete resto d'Europa	0,89	1,19	(0,30)	(25,2)
Extrarete mercati extra europei	0,26	0,25	0,01	4,0
Altre vendite	0,82	0,76	0,06	7,9
Vendite all'estero	3,03	3,20	(0,17)	(5,3)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	12,54	13,32	(0,78)	(5,9)

Nel primo semestre 2023, le **vendite di prodotti petroliferi** (12,54 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,78 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2022 (-5,9%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,58 milioni di tonnellate risultano in lieve aumento del 1,2% per effetto dei maggiori volumi commercializzati di benzine parzialmente compensati dalle minori vendite di gasolio. La quota di mercato del semestre 2023 si è attestata al 21,2% (21,7% nel primo semestre 2022). Al 30 giugno 2023, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.985 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.051 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (72 unità), della riduzione registrata sulla rete di proprietà (10 unità) compensati dall'incremento delle stazioni di servizio in affitto (15 unità) nonché da una nuova concessione autostradale. L'erogato medio in Italia (712 mila litri) è in aumento di 39 mila litri rispetto al primo semestre 2022 (673 mila litri). Le **vendite extrarete in Italia** pari a 3,08 milioni di tonnellate aumentano del 5,5% rispetto al primo semestre 2022 per effetto principalmente delle maggiori vendite di jet fuel e gasolio, che hanno più che compensato le minori vendite di bunkers. Le **vendite alla Petrochimica** (0,20 milioni di tonnellate) sono in riduzione del 16,7% rispetto al periodo di confronto a causa della contrazione delle attività produttive registrata nel settore. Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,95 milioni di tonnellate si riducono di 0,24 milioni di tonnellate rispetto al primo semestre 2022 per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati in Germania, Spagna e Austria, parzialmente bilanciati dalle maggiori vendite in Svizzera. Le **altre vendite in Italia e all'estero** (4,47 milioni di tonnellate) registrano un decremento rispetto al primo semestre 2022 (-13,5%).

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
ITALIA		5,66	5,47	0,19
Vendite rete		2,58	2,55	0,03
Benzina	0,74	0,68	0,06	8,8
Gasolio	1,66	1,70	(0,04)	(2,4)
GPL	0,16	0,16	(0,01)	(3,1)
Altri prodotti	0,02	0,01	0,01	110,0
Vendite extrarete		3,08	2,92	0,16
Gasolio	1,49	1,46	0,03	1,9
Oli combustibili	0,01	0,01		
GPL	0,08	0,09	(0,01)	(9,1)
Benzina	0,21	0,20	0,01	..
Lubrificanti	0,03	0,02	0,00	17,4
Bunker	0,22	0,25	(0,03)	(10,4)
Jet fuel	0,78	0,71	0,07	..
Altri prodotti	0,26	0,18	0,08	44,4
ESTERO (RETE + EXTRARETE)		2,21	2,44	(0,23)
Benzina	0,53	0,52	0,01	1,9
Gasolio	1,20	1,43	(0,23)	(16,2)
Jet fuel	0,07	0,05	0,02	..
Oli combustibili	0,05	0,06	(0,01)	..
Lubrificanti	0,05	0,04	0,01	17,5
GPL	0,26	0,25	0,00	1,6
Altri prodotti	0,05	0,09	(0,04)	(40,0)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		7,87	7,91	(0,04)
				(0,5)

CHIMICA

	(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	Var.%
Intermedi	1.934	3.076	(1.142)	(37,1)	
Polimeri	895	1.111	(216)	(19,4)	
Biochem	5	4	1	25,0	
Produzioni di prodotti petrolchimici	2.834	4.191	(1.357)	(32,4)	
Moulding & Compounding	44	46	(2)	..	
Totale produzioni	2.878	4.237	(1.359)	(32,1)	
Consumi e perdite	(1.686)	(2.315)	629	27,2	
Acquisti e variazioni rimanenze	387	282	105	37,2	
TOTALE DISPONIBILITÀ'	1.579	2.204	(625)	(28,4)	
Intermedi	824	1.303	(479)	(36,8)	
Polimeri	704	846	(142)	(16,8)	
Oilfield chemicals	13	11	2	18,2	
Biochem	0	1	(1)	(100,0)	
Vendite di prodotti petrolchimici	1.541	2.161	(620)	(28,7)	
Moulding & Compounding	38	43	(5)	..	
TOTALE VENDITE	1.579	2.204	(625)	(28,4)	

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 2.834 mila tonnellate sono diminuite di 1.357 mila tonnellate (-32,4%). La principale riduzione è stata registrata presso il segmento degli intermedi a causa delle fermate produttive di Porto Marghera per riconversione e del prolungamento della fermata programmata dell'impianto di Dunkerque.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1.541 mila tonnellate registrano una riduzione di 620 mila tonnellate (-28,7%); in particolare i minori volumi venduti hanno riguardato il segmento polimeri (-142 mila tonnellate) e intermedi (-479 mila tonnellate) a causa della ridotta disponibilità di prodotto e per lo scenario sfavorevole.

Le **vendite di moulding & compounding** sono pari a 38 mila tonnellate e si riferiscono ai semilavorati e ai prodotti del gruppo Finproject, tra i quali il compound di ultima generazione a base di Poliolefine espandibili a marchio Levirex® e il materiale plastico ultraleggero a marchio XL Extralight®.

I **margini degli elastomeri e stirenici** hanno registrato una contrazione dovuta alla riduzione dei prezzi per effetto del significativo calo della domanda, in particolare nel settore dei beni durevoli, packaging ed isolamento termico.

PLENITUDE & POWER

		Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	var %
Plenitude					
Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	3,79	4,37	(0,58)	(13,3)
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	8,81	9,58	(0,77)	(8,1)
Clienti retail/business	mln pdf	10,09	9,95	0,14	1,4
Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	1.970	1.220	750	61,5
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	2.465	1.524	941	61,7
<i>di cui:</i> - fotovoltaico (<i>inclusa potenza installata di storage</i>)	%	58	58		
- eolico		42	42		
Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	16,6	8,5	8,1	95,3
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	10,06	11,34	(1,28)	(11,3)
Produzione termoelettrica		10,34	11,06	(0,72)	(6,5)

PLENITUDE

RETAIL GAS & POWER

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	var %
Italia					
Retail		1,89	2,21	(0,32)	(14,6)
Business		0,65	0,73	(0,08)	(10,5)
Vendite internazionali					
Mercati europei:		1,25	1,43	(0,18)	(12,6)
Francia		0,99	1,08	(0,09)	(8,4)
Grecia		0,17	0,24	(0,07)	(30,5)
Altro		0,09	0,11	(0,02)	(16,7)
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS					
		3,79	4,37	(0,58)	(13,2)

Nel primo semestre 2023, le **vendite retail e business di gas in Italia e nel resto d'Europa** sono state pari a 3,79 miliardi di metri cubi, evidenziando una riduzione di 0,58 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2022, pari al 13,2% principalmente per i minori consumi.

Le vendite gas in Italia, pari a 2,54 miliardi di metri cubi, si riducono del 13,6% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto delle minori vendite al segmento retail.

Le vendite gas sui mercati europei di 1,25 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 12,6% (-0,18 miliardi di metri cubi) rispetto al primo semestre 2022 a seguito delle minori vendite nei mercati in particolare di Francia e della Grecia.

Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** pari a 8,81 TWh effettuate da Plenitude e dalle società controllate all'estero (Francia, Penisola Iberica e Grecia) registrano una riduzione dell'8,1% rispetto al primo semestre 2022, in particolare all'estero, principalmente riferita alla contrazione dei consumi, solo parzialmente bilanciata dall'incremento delle vendite in Italia presso il segmento residenziale.

RENEWABLES

Produzione

		Primo Semestre			
		2023	2022	Var. ass.	var %
Produzione di energia da fonti rinnovabili					
<i>di cui:</i> fotovoltaico	(gigawattora)	1.970	1.220	750	61,5
eolico		814	505	309	61,1
biogas		1.153	715	438	61,3
<i>di cui:</i> Italia		3	0	3	..
estero		762	443	319	72,0
		1.208	777	431	55,5

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1.970 GWh, riferita per 1.153 GWh all'ambito eolico, per 814 GWh al fotovoltaico e per 3 GWh al biogas, con un aumento di 750 GWh rispetto al primo semestre 2022, grazie al contributo degli asset acquisiti nonché all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.

Capacità installata

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

	(megawatt)	Primo Semestre			var %
		2023	2022	Var. ass.	
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		2.465	1.524	941	61,7
di cui:					
fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	1.425	878	547	62,3	
eolico	1.039	646	393	60,8	
biogas	1	0	1		

Breakdown per Paese:

	(megawatt)	Primo Semestre			var %
		2023	2022	Var. ass.	
ITALIA		908	522	386	73,9
ESTERO		1.557	1.002	555	55,4
Australia	64	64			
Francia	114	111	3	2,7	
Kazakhstan	108	96	12	12,5	
Spagna	393	129	264	..	
Stati Uniti	878	602	276	45,8	
Totale capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo (inclusa potenza installata di storage)		2.465	1.524	941	61,7
di cui potenza installata di storage		21	7	14	..

Al 30 giugno 2023, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 2.465 MW, in crescita di 941 MW rispetto al 30 giugno 2022 per effetto principalmente delle acquisizioni in Italia (Gruppo PLT), in Spagna (Boreas e Helios) e in USA (Kellam), dello sviluppo organico di progetti in USA (Brazoria), Spagna (Cerillares) e Kazakhstan (prima tranne Shaulder), nonché grazie alla realizzazione del primo impianto di accumulo di energia in Italia, presso il sito di Assemimi.

MOBILITÀ ELETTRICA

Al 30 giugno 2023, i punti di ricarica per veicoli elettrici installati sono pari a 16,6 mila unità (di cui il 98% in Italia), raddoppiati rispetto al 30 giugno 2022 (8,5 mila unità) e in aumento di oltre 3.500 punti rispetto a fine 2022.

POWER

		Primo Semestre			var %
		2023	2022	Var. ass.	
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.037	2.219	(182)	(8,2)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	94	81	13	16,0
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	10,34	11,06	(0,72)	(6,5)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	3.608	3.734	(126)	(3,4)

Disponibilità di energia elettrica

	(terawattora)	Primo Semestre			var %
		2023	2022	Var. ass.	
Produzione di energia elettrica		10,34	11,06	(0,72)	(6,5)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		3,39	4,42	(1,03)	(23,3)
Disponibilità		13,73	15,48	(1,75)	(11,3)
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		10,06	11,34	(1,28)	(11,3)
Vendita di energia elettrica a Plenitude		3,67	4,14	(0,47)	(11,4)

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

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 30 giugno 2023, la potenza installata in esercizio è di 2,3 GW (in quota Eni). Nel primo semestre 2023, la **produzione di energia elettrica** è stata di 10,34 TWh, in riduzione rispetto al primo semestre 2022. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 3,39 TWh di energia elettrica (-23,3% rispetto al periodo di confronto) perseguitando l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi. Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** di 10,06 TWh registrano un decremento pari al 11,3%, a seguito dei minori volumi venduti presso il mercato libero e la Borsa elettrica.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		46.776	63.685	(16.909)	(26,6)
Altri ricavi e proventi		414	618	(204)	(33,0)
Costi operativi		(38.707)	(48.595)	9.888	20,3
Altri proventi e oneri operativi		41	(774)	815	..
Ammortamenti		(3.725)	(3.390)	(335)	(9,9)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(389)	(175)	(214)	..
Radiazioni		(135)	(47)	(88)	..
Utile (perdita) operativo		4.275	11.322	(7.047)	(62,2)
Proventi (oneri) finanziari		(243)	(528)	285	54,0
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		1.606	1.509	97	6,4
Utile (perdita) prima delle imposte		5.638	12.303	(6.665)	(54,2)
Imposte sul reddito		(2.917)	(4.895)	1.978	40,4
Tax rate (%)		51,7	39,8	11,9	..
Utile (perdita) netto		2.721	7.408	(4.687)	(63,3)
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni		2.682	7.398	(4.716)	(63,7)
- interessenze di terzi		39	10	29	..

RISULTATI REPORTED

I risultati del primo semestre 2023 sono stati conseguiti in un contesto di riferimento che vede un indebolimento delle principali commodities: il Brent si riduce da 108 \$/barile nel primo semestre 2022 a 80\$/barile del semestre 2023 (-26%); i prezzi del gas in Europa hanno evidenziato una correzione maggiore (circa -50% rispetto al semestre 22); per il settore della chimica la debolezza dei fondamentali è conseguente allo scarso dinamismo della domanda in Europa, alla pressione competitiva da parte di geografie con migliori posizioni di costo nonché all'effetto del completo re-opening della Cina post COVID. Il settore raffinazione di Eni ha beneficiato nel semestre 2023 di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione civile e del trasporto su strada civile e ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up (SERM pari a 8,9 \$/barile in media nel semestre 2023, +9% rispetto al corrispondente periodo del 2022).

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** nel primo semestre 2023 è stato di €2.682 milioni rispetto a €7.398 milioni del primo semestre 2022, con una riduzione di €4,7 miliardi a seguito essenzialmente della minore performance operativa che è stata influenzata dal peggioramento dello scenario e dal peggioramento del tax rate che risente dei contributi straordinari nazionali e del Regno Unito, in parte compensati dal miglioramento del saldo oneri finanziari/proventi su partecipazioni anche a seguito della plusvalenza connessa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto a seguito dell'accordo con Snam.

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** ha registrato un incremento del 2% a €7.425 milioni, mentre l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 è di €8.215 milioni, in aumento di €1.189 milioni rispetto al 31 dicembre 2022.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2023	2022	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	79,83	107,59	(25,8)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,081	1,093	(1,1)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	73,85	98,44	(25,0)
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	8,9	8,2	8,6
PSV ^(d)	500	1.037	(51,8)
TTF ^(d)	471	1.014	(53,6)

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		4.275	11.322	(7.047)	(62,2)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	609	(1.351)			
Esclusione special item	3.138	1.061			
Utile (perdita) operativo adjusted	8.022	11.032	(3.010)	(27,3)	
Dettaglio per settore di attività:					
<i>Exploration & Production</i>	4.855	9.248	(4.393)	(47,5)	
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	2.459	917	1.542	..	
<i>Sustainable Mobility, Refining e Chimica</i>	241	1.013	(772)	(76,2)	
<i>Plenitude & Power</i>	351	325	26	8,0	
<i>Corporate e altre attività</i>	(230)	(294)	64	21,8	
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	346	(177)	523		
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	2.682	7.398	(4.716)	(63,7)	
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	436	(962)			
Esclusione special item	1.724	642			
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	4.842	7.078	(2.236)	(31,6)	

Nel primo semestre 2023 l'**utile operativo adjusted** di €8.022 milioni è stato robusto, nonostante la flessione di circa il 30% del prezzo del marker Brent e di circa il 50% dei prezzi del gas. La minore performance è stata registrata nel settore E&P (€4.855 milioni, -48% rispetto al primo semestre 2022) a seguito del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule nel terzo trimestre del 2022 e dei minori prezzi di realizzo delle produzioni a causa della flessione dei prezzi di riferimento del petrolio e del gas naturale. Il business Sustainable Mobility e Refining (€420 milioni, -58% rispetto al primo semestre 2023) è stato influenzato dall'andamento di alcune variabili di scenario non integralmente catturate dal SERM, i differenziali dei greggi, nonché attività di manutenzione presso alcune importanti unità di conversione. Il risultato è stato sostenuto dalla robusta performance del settore GGP (in crescita di €1.542 milioni rispetto al primo semestre 2022) trainato principalmente dai connaturati benefici derivanti da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti che sono tipici del settore di attività, nonché dal trend positivo di risultato del settore Plenitude & Power (+8% rispetto al primo semestre 2022).

Il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €4.842 milioni (-32% rispetto al primo semestre 2022) influenzato dal calo dei prezzi dei fondamentali di mercato in parte compensato dalla robusta performance industriale e dalla tenuta del tax rate adjusted al di sotto del 50%.

Nel primo semestre 2023, il tax rate adjusted, che non include contributi straordinari nazionali, si attesta al 44%, +6 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2022, per effetto della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito, non considerata special item, dello scenario sfavorevole e dell'impatto di oneri non deducibili del settore E&P, in parte compensati dalla maggiore incidenza dell'utile imponibile conseguito dalle controllate Italiane.

	Primo Semestre (€ milioni)	2023	2022
Special item dell'utile (perdita) operativo	3.138	1.061	
- oneri ambientali	289	224	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	389	175	
- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)		
- accantonamenti a fondo rischi	16	12	
- oneri per incentivazione all'esodo	30	106	
- derivati su commodity	1.384	490	
- differenze e derivati su cambi	30	90	
- altro	1.000	(27)	
Oneri (proventi) finanziari	(24)	(91)	
<i>di cui:</i>			
- <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>	(30)	(90)	
Oneri (proventi) su partecipazioni	(707)	(467)	
<i>di cui:</i>			
- <i>plusvalenza cessione Vår Energi</i>	(432)		
- <i>operazione SeaCorridor</i>	(824)		
Imposte sul reddito	(683)	139	
Totale special item dell'utile (perdita) netto	1.724	642	

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.138 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €341 milioni rappresentati principalmente da svalutazioni di proprietà in Italia, a seguito dell'andamento dei prezzi del gas naturale, e per adeguare il valore di libro al fair value di alcuni asset destinati alla vendita (€209 milioni), svalutazione di crediti (€61 milioni) e accantonamenti per oneri ambientali (€36 milioni);
- **GGP:** oneri netti di €1.645 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 €687 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 svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €946 milioni). Le rettifiche comprendono la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €8 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
- **Sustainable Mobility, Refining e Chimica:** oneri netti di €289 milioni riferiti principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€171 milioni), oneri ambientali (€79 milioni), accantonamenti a fondo rischi (€15 milioni) nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (onere di €37 milioni).
- **Plenitude & Power:** oneri netti di €662 milioni relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, nonché, in misura minore, l'effetto di alcuni derivati attivati nell'ambito di un programma annuale di copertura, ripartito sui trimestri 2023.

Gli **altri special item** del semestre 2023 comprendono essenzialmente la plusvalenza di €0,8 miliardi connessa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA, compresa la plusvalenza relativa alla valutazione al fair value della partecipazione mantenuta nella società conferitaria.

RICAVI

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Exploration & Production	11.559	16.196	(4.637)	(28,6)
Global Gas & LNG Portfolio	11.688	22.837	(11.149)	(48,8)
Sustainable Mobility, Refining e Chimica	24.620	29.685	(5.065)	(17,1)
- Sustainable Mobility e Refining	22.828	27.245	(4.417)	(16,2)
- Chimica	2.245	3.720	(1.475)	(39,7)
- Elisioni	(453)	(1.280)	827	
- Plenitude & Power	7.724	9.967	(2.243)	(22,5)
- Plenitude	5.970	6.889	(919)	(13,3)
- Power	2.208	3.945	(1.737)	(44,0)
- Elisioni	(454)	(867)	413	
Corporate e altre attività	935	860	75	8,7
Elisioni di consolidamento	(9.750)	(15.860)	6.110	
Ricavi della gestione caratteristica	46.776	63.685	(16.909)	(26,6)
Altri ricavi e proventi	414	618	(204)	(33,0)
Totale ricavi	47.190	64.303	(17.113)	(26,6)

I ricavi complessivi ammontano a €47.190 milioni, in riduzione del 27% rispetto al semestre 2022.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2023 (€46.776 milioni) riflettono gli effetti indotti della debolezza di tutte le commodities (il Brent in riduzione da 108 \$/barile nel primo semestre 2022 a 80 \$/barile nel semestre 2023; i prezzi spot del gas in Italia e in Europa in riduzione di circa il 50%) e sconta l'eccezionale andamento della domanda registrata nel primo semestre 2022. 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. Il business della raffinazione è stato impattato dai ridotti spread dei prodotti e da fermate programmate, in parte compensati da condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti.

COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	37.107	46.882	(9.775)	
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	60	165	(105)	
Costo lavoro	1.540	1.548	(8)	
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	30	106	(76)	
	38.707	48.595	(9.888)	

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2023 (€38.707 milioni) sono diminuiti di €9.888 milioni rispetto al primo semestre 2022.

La riduzione registrata negli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€37.107 milioni, in riduzione di €9.775 milioni rispetto al semestre 2022) è essenzialmente dovuta al minor costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrochimiche).

Il **costo lavoro** (€1.540 milioni) è invariato rispetto al periodo di confronto.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(259)	(549)	290
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(315)	(241)	(74)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		113	(91)	204
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		12		12
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(111)	(59)	(52)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(125)	(171)	46
- Interessi attivi verso banche		161	5	156
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		6	8	(2)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(12)	(88)	76
- Strumenti finanziari derivati su valute		(20)	(139)	119
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		8	49	(41)
- Opzioni su titoli			2	(2)
Differenze di cambio		104	180	(76)
Altri proventi (oneri) finanziari		(108)	(84)	(24)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		65	47	18
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(151)	(70)	(81)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(22)	(61)	39
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		(275)	(541)	266
		32	13	19
		(243)	(528)	285

Gli **oneri finanziari netti** di €243 milioni migliorano di €285 milioni rispetto al primo semestre 2022 per effetto principalmente: (i) della riduzione di €290 milioni degli oneri finanziari correlati all'indebitamento, parzialmente compensata dall'effetto negativo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (€41 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IFRS 9; (ii) della variazione negativa delle differenze cambio per €76 milioni compensata dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€119 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

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		691	850	(159)
Dividendi		92	151	(59)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		418	434	(16)
Altri proventi (oneri) netti		405	74	331
Proventi (oneri) su partecipazioni		1.606	1.509	97

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €1.606 milioni, sostanzialmente invariati rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+€97 milioni) e riguardano:

- le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €691 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza di Vår Energi, Azule Energy e ADNOC Refinery;
- i dividendi di €92 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie valutate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€60 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€19 milioni);
- la plusvalenza di €824 milioni connessa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA, compresa la plusvalenza relativa alla valutazione al fair value della partecipazione mantenuta nella società conferitaria.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

	(€ milioni)	30 Giu. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	57.289	56.332	957	
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.233	4.446	(213)	
Attività immateriali	5.499	5.525	(26)	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.397	1.786	(389)	
Partecipazioni	14.287	13.294	993	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.062	1.978	84	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.580)	(2.320)	(260)	
	82.187	81.041	1.146	
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	6.074	7.709	(1.635)	
Crediti commerciali	10.644	16.556	(5.912)	
Debiti commerciali	(11.122)	(19.527)	8.405	
Attività (passività) tributarie nette	(3.866)	(2.991)	(875)	
Fondi per rischi e oneri	(15.198)	(15.267)	69	
Altre attività (passività) d'esercizio	355	316	39	
	(13.113)	(13.204)	91	
Fondi per benefici ai dipendenti		(783)	(786)	3
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		178	156	22
CAPITALE INVESTITO NETTO		68.469	67.207	1.262
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.107	54.759	348	
Interessenze di terzi	421	471	(50)	
Patrimonio netto		55.528	55.230	298
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.215	7.026	1.189
Passività in leasing	4.726	4.951	(225)	
- <i>di cui working interest Eni</i>	4.247	4.457	(210)	
- <i>di cui working interest follower</i>	479	494	(15)	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		12.941	11.977	964
COPERTURE		68.469	67.207	1.262
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,13	0,02	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,23	0,22	0,01	
Gearing	0,19	0,18	0,01	

Al 30 giugno 2023, il **capitale immobilizzato** di €82.187 milioni è in aumento di €1.146 milioni rispetto al 31 dicembre 2022, per effetto degli investimenti, delle acquisizioni e dell'incremento del book value delle partecipazioni valutate all'equity, che riflettono l'effetto netto dei risultati in quota Eni delle partecipate, della derecognition degli asset Eni relativi al trasporto di gas naturale, che sono stati conferiti nella società di nuova costituzione "SeaCorridor" (joint venture tra Eni e Snam con quote rispettivamente del 50,1% e del 49,9%) e dell'acquisizione del 50% nella bioraffineria St. Bernard di Chalmette, compensati dai dividendi distribuiti dalle società partecipate. Questi incrementi sono stati in parte assorbiti dalle differenze di cambio negative (il tasso di cambio di fine periodo EUR vs. USD è pari a 1,085, in crescita dell'1,7% rispetto a 1,067 al 31 dicembre 2022, riducendo pertanto il book value delle attività denominate in dollari) e dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo (€4.249 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€13.113 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto il 31 dicembre 2022. L'incremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (+€2.493 milioni) è compensato dal minor valore delle scorte di petrolio e prodotti dovuto all'applicazione del metodo del costo medio ponderato in un contesto di prezzi in calo (-€1.635 milioni) e dalle maggiori passività tributarie nette (+€875 milioni).

Il **patrimonio netto** (€55.528 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto dell'utile di periodo (€2.721 milioni) e dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€499 milioni), compensati dalle differenze negative di cambio per effetto dell'apprezzamento dell'euro vs. dollaro USA (€994 milioni), dalla distribuzione dei dividendi (€1.472 milioni) e dall'acquisto di azioni proprie (€437 milioni).

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

L'indebitamento finanziario netto² ante lease liability al 30 giugno 2023 è pari a €8.215 milioni, in aumento di €1.189 milioni rispetto al 2022. Il leverage³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,15 al 30 giugno 2023 (rispetto lo 0,13 al 31 dicembre 2022).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁴

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Utile (perdita) netto		2.721	7.408	(4.687)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		3.161	2.765	396
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(418)	(444)	26
- dividendi, interessi e imposte		3.071	5.185	(2.114)
Variazione del capitale di esercizio		1.294	(3.840)	5.134
Dividendi incassati da partecipate		1.340	305	1.035
Imposte pagate		(3.389)	(3.664)	275
Interessi (pagati) incassati		(355)	(434)	79
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.425	7.281	144
Investimenti tecnici		(4.676)	(3.193)	(1.483)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(1.810)	(1.267)	(543)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		489	904	(415)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		299	256	43
Free cash flow		1.727	3.981	(2.254)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		666	1.670	(1.004)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.428	(706)	2.134
Rimborso di passività per beni in leasing		(475)	(556)	81
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.008)	(1.713)	(295)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)	(87)	
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		(15)	79	(94)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		1.236	2.668	(1.432)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		9.523	10.797	(1.274)

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Variazione dell'indebitamento finanziario netto		1.727	3.981	(2.254)
<i>Free cash flow</i>				
Rimborso di passività per beni in leasing		(475)	(556)	81
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(88)	88
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(147)		(147)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)		(199)	(422)	223
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.008)	(1.713)	(295)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)	(87)	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING		(1.189)	1.115	(2.304)
Rimborsi lease liability		475	556	(81)
Accensioni del periodo e altre variazioni		(250)	(124)	(126)
Variazione passività per beni in leasing		225	432	(207)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING		(964)	1.547	(2.511)

(a) Include gli investimenti per l'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 all'interno dei debiti finanziari (€189 milioni e €18 milioni nel primo semestre 2023 e nel primo semestre 2022, rispettivamente).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €7.425 milioni, include €1.340 milioni di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi ed è stato impattato da una riduzione di circa €1 miliardo della manovra factoring rispetto all'ammontare ceduto a fine 2022.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €9.523 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e

2 Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 32.

3 Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)" alle pagine seguenti della presente relazione.

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

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 straordinari su crediti e per oneri, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza. Esclude inoltre il pagamento di parte del contributo straordinario italiano di circa €0,4 miliardi relativo alla Legge di Bilancio 2023, calcolato con riferimento all'imponibile IRES 2022 e stanziato nel bilancio 2022.

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

	Primo Semestre (€ milioni)	2023	2022
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.425	7.281
Variazione del capitale di esercizio		(1.294)	3.840
Esclusione derivati su commodity		1.384	490
Esclusione (utile) perdita di magazzino		609	(1.351)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		8.124	10.260
Accantonamenti straordinari su crediti, per oneri e altro		1.399	537
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		9.523	10.797

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

	Primo Semestre (€ milioni)	2023	2022	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		3.978	2.551	1.427	55,9
<i>di cui: - acquisto di riserve proved e unproved</i>			153	(153)	(100,0)
- ricerca esplorativa		366	285	81	28,4
- sviluppo di idrocarburi		3.511	2.044	1.467	71,8
- progetti CCUS e agro-biofeedstock		79	53	26	49,1
- altro		22	16	6	37,5
Global Gas & LNG Portfolio		6	9	(3)	(33,3)
Sustainable Mobility, Refining e Chimica		354	231	123	53,2
- Sustainable Mobility e Refining		285	171	114	66,7
- Chimica		69	60	9	15,0
Plenitude & Power		307	322	(15)	(4,7)
- Plenitude		259	258	1	0,4
- Power		48	64	(16)	(25,0)
Corporate e altre attività		35	81	(46)	(56,8)
Effetto eliminazione utili interni		(4)	(1)	(3)	
Investimenti tecnici ^(a)		4.676	3.193	1.483	46,4
Investimenti in partecipazioni/business combination		1.810	1.267	543	42,9
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		6.486	4.460	2.026	45,4

(a) Gli investimenti per l'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 sono stati rilevati nelle "Altre variazioni" del Rendiconto Finanziario (€189 milioni e €18 milioni nel primo semestre 2023 e nel primo semestre 2022, rispettivamente).

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €6.486 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione degli asset di bp in Algeria, della bio-raffineria di St. Bernard in Chalmette e di asset nel business delle rinnovabili di Plenitude. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dalla cessione del 49,9% della partecipazione Eni nelle società di gestione dei gasdotti TPPC/Transmed a seguito dell'accordo con Snam e altri asset non strategici.

Gli **investimenti tecnici** di €4.676 milioni (€3.193 milioni nel primo semestre 2022; +46%) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.511 milioni) in particolare in Costa d'Avorio, Italia, Congo, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Stati Uniti e Iraq;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€248 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€37 milioni) interventi per obblighi

di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa; - Plenitude (€259 milioni) principalmente per lo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ⁵

EXPLORATION & PRODUCTION

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Utile (perdita) operativo		4.514	9.123	(4.609)
Esclusione special items	341	125		
Utile (perdita) operativo adjusted		4.855	9.248	(4.393)
<i>di cui:</i> - CCUS e agro-biofeedstock	(30)	(16)	(14)	
Proventi (oneri) finanziari netti	(129)	(115)	(14)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	665	884	(219)	
<i>di cui:</i> Vår Energi	280	455		
Azule	293			
Imposte sul reddito	(2.863)	(3.869)	1.006	
Tax rate (%)	53,1	38,6	14,5	
Utile (perdita) netto adjusted		2.528	6.148	(3.620)
I risultati includono:				
Costi di ricerca esplorativa:	228	160	68	42,5
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	119	105	14	13,3
- radiazione di pozzi di insuccesso	109	55	54	98,2

Nel primo semestre 2023 il settore Exploration & Production ha conseguito un **utile operativo adjusted** di €4.855 milioni, in riduzione del 48% rispetto al primo semestre 2022, per effetto: (i) del calo dei prezzi del petrolio in dollari (il riferimento Brent in calo del 26%) e dei prezzi del gas in tutte le aree geografiche che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo delle produzioni, in particolare in Europa. L'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+1%) ha in parte attenuato l'impatto della riduzione dei prezzi, mitigati anche da effetti positivi di volume/mix e da azioni di efficienza; (ii) del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono riconosciuti al di sotto dell'utile operativo.

L'**utile netto adjusted** di €2.528 milioni, in riduzione di €3.620 milioni rispetto al semestre 2022 a seguito della minore performance operativa e delle partecipate, in particolare Vår Energi (€280 milioni, in riduzione di €175 milioni rispetto al semestre 2022). Nel primo semestre 2023, il tax rate è aumentato di circa 15 punti percentuali rispetto al periodo di confronto, per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, che viene riconosciuta come voce ricorrente; e (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi).

⁵ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)" alle pagine seguenti della presente relazione.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Utile (perdita) operativo	814	(2.060)	2.874	..
Esclusione special item	1.645	2.977		
Utile (perdita) operativo adjusted	2.459	917	1.542	..
Proventi (oneri) finanziari netti	(1)	(20)	19	
Proventi (oneri) su partecipazioni	30	2	28	
<i>di cui: SeaCorridor</i>	30			
Imposte sul reddito	(681)	(301)	(380)	
Utile (perdita) netto adjusted	1.807	598	1.209	..

Nel primo semestre 2023 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un **utile operativo adjusted** di €2.459 milioni, in netta crescita rispetto al periodo di confronto del 2022 (+€1.542 milioni), trainato principalmente dai connaturati benefici derivanti da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti che sono tipici del settore di attività. Inoltre, in un mercato ancora caratterizzato da una moderata volatilità e opportunità di arbitraggio, hanno contribuito alla performance la continua ottimizzazione degli asset e l'attività di trading intese a catturare valore dalla volatilità dei prezzi e dai differenziali nei vari mercati, in particolare nel primo trimestre, facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas/GNL.

Il settore ha chiuso il semestre con un **utile netto adjusted** di €1.807 milioni in aumento di €1.209 milioni rispetto al semestre 2022 a seguito principalmente della crescita della performance operativa.

SUSTAINABLE MOBILITY, REFINING E CHIMICA

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2023	2022	Var. ass.
Utile (perdita) operativo	(575)	2.279	(2.854)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino	527	(1.388)		
Esclusione special item	289	122		
Utile (perdita) operativo adjusted	241	1.013	(772)	(76,2)
- Sustainable Mobility	340	246	94	38,2
- Refining	80	757	(677)	(89,4)
- Chimica	(179)	10	(189)	..
Proventi (oneri) finanziari netti	(18)	(29)	11	
Proventi (oneri) su partecipazioni	222	218	4	
<i>di cui: ADNOC R&GT</i>	224	196		
Imposte sul reddito	(125)	(324)	199	
Utile (perdita) netto adjusted	320	878	(558)	(63,6)

Nel primo semestre 2023 il settore Sustainable Mobility, Refining e Chimica ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €241 milioni, in riduzione di €772 milioni rispetto lo stesso periodo del 2022.

Il business **Sustainable Mobility** ha registrato l'utile operativo adjusted di €340 milioni, +38% rispetto all'utile operativo adjusted proforma del primo semestre 2022, a seguito della riesposizione dei periodi comparativi 2022 per considerare la costituzione della nuova unità di business operativa dal 1° gennaio 2023⁶, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione civile e del trasporto su strada.

Il business **Refining** ha conseguito un utile operativo adjusted di €80 milioni, in riduzione rispetto l'utile operativo adjusted di €757 milioni del primo semestre 2022, a seguito della riduzione degli spread dei prodotti non catturati dal SERM, il restringimento dei differenziali greggi pesanti-leggeri, nonché da fermate programmate.

⁶ A seguito della costituzione della società controllata Eni Sustainable Mobility, che gestisce le bioraffinerie Eni e la vendita al dettaglio di carburanti e soluzioni di smart mobility, il management ha definito la suddivisione dell'utile operativo adjusted del precedente settore Refining & Marketing "R&M" in due sotto linee di business: Sustainable Mobility "SM" e Refining. Per il primo semestre 2022 l'utile operativo adjusted per il business SM si ridetermina in €246 milioni (€672 milioni nell'anno 2022) e per il business Refining in €757 milioni (€1.511 milioni nell'anno 2022). Non sono state apportate modifiche alle informazioni statutory di Gruppo ai sensi dell'IFRS 8 "Segment Reporting", che continueranno a presentare il settore Sustainable Mobility, Refining e Chimica (ex R&M e Chimica).

Il risultato del business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito una perdita operativa adjusted di €179 milioni nel primo semestre 2023 (utile operativo di €10 milioni nel primo semestre 2022) che riflette eccezionali avverse condizioni di mercato.

Il settore Sustainable Mobility, Refining e Chimica ha registrato l'**utile netto adjusted** pari a €320 milioni (utile netto di €878 milioni nel periodo di confronto), in riduzione del 64% a seguito del calo della performance operativa.

PLENITUDE & POWER

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	(311)	2.613	(2.924)	..
Esclusione special item	662	(2.288)		
Utile (perdita) operativo adjusted	351	325	26	8,0
- <i>Plenitude</i>	265	251	14	5,6
- <i>Power</i>	86	74	12	16,2
Proventi (oneri) finanziari netti	(4)	(7)	3	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(11)	(2)	(9)	
Imposte sul reddito	(107)	(102)	(5)	
Utile (perdita) netto adjusted	229	214	15	7,0

Nel primo semestre 2023 il business **Plenitude** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €265 milioni, +6% rispetto al semestre di confronto. La positiva performance riflette il buon andamento del business retail e il ramp-up della capacità installata di generazione rinnovabile e delle relative produzioni, confermando il valore generato dal modello di business integrato.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €86 milioni nel primo semestre 2023 con un incremento del 16,2% rispetto al periodo di confronto 2022, per effetto delle ottimizzazioni e dei minori costi del combustibile.

L'**utile netto adjusted** di settore è pari a €229 milioni, in aumento del 7% a seguito principalmente della migliore performance operativa.

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 consuntivi:

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion 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 a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

I semestre 2023	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	4.514	814	(575)	(311)	(431)	264	4.275	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			527			82		609
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	36		79		174			289
- svalutazioni (riprese di valore) nette	209		171		9			389
- plusvalenze nette su cessione di asset	3		(3)					
- accantonamenti a fondo rischi	(7)		15		8			16
- oneri per incentivazione all'esodo	8	1	7	1	13			30
- derivati su commodity		687	37	660				1.384
- differenze e derivati su cambi	15	(8)	23					30
- altro	77	965	(40)	1	(3)			1.000
Special item dell'utile (perdita) operativo	341	1.645	289	662	201		3.138	
Utile (perdita) operativo adjusted	4.855	2.459	241	351	(230)	346	8.022	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(129)	(1)	(18)	(4)	(115)			(267)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	665	30	222	(11)	(7)			899
Utile (perdita) ante imposte adjusted	5.391	2.488	445	336	(352)	346	8.654	
Imposte sul reddito ^(a)	(2.863)	(681)	(125)	(107)	99	(96)		(3.773)
Tax rate (%)								43,6
Utile (perdita) netto adjusted	2.528	1.807	320	229	(253)	250	4.881	
di competenza:								
- interessenze di terzi							39	
- azionisti Eni							4.842	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.682	
Esclusione (utile) perdita di magazzino							436	
Esclusione special item							1.724	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.842	

(a) Escludono gli special item.

I semestre 2022	(\$ milioni)						
	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	9.123	(2.060)	2.279	2.613	(419)	(214)	11.322
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.388)			37	(1.351)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	2		124		98		224
- svalutazioni (riprese di valore) nette	43	3	103	3	23		175
- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(7)				(9)
- accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
- oneri per incentivazione all'esodo	17	3	10	69	7		106
- derivati su commodity		2.874	(27)	(2.357)			490
- differenze e derivati su cambi	(14)	148	(41)	(3)			90
- altro	72	(51)	(40)		(8)		(27)
Special item dell'utile (perdita) operativo	125	2.977	122 (2.288)	125			1.061
Utile (perdita) operativo adjusted	9.248	917	1.013	325	(294)	(177)	11.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	(20)	(29)	(7)	(448)		(619)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	884	2	218	(2)	(60)		1.042
Utile (perdita) ante imposte adjusted	10.017	899	1.202	316	(802)	(177)	11.455
Imposte sul reddito ^(a)	(3.869)	(301)	(324)	(102)	178	51	(4.367)
Tax rate (%)							38,1
Utile (perdita) netto adjusted	6.148	598	878	214	(624)	(126)	7.088
<i>di competenza:</i>							
- interessenzi di terzi							10
- azionisti Eni							7.078
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							7.398
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(962)
Esclusione special item							642
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							7.078

(a) Escludono gli special item.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

	(€ milioni)	30 giugno 2023	31 dicembre 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		28.737	26.917	1.820
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>		6.694	7.543	(849)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		22.043	19.374	2.669
Disponibilità liquide ed equivalenti		(11.417)	(10.155)	(1.262)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(8.283)	(8.251)	(32)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(822)	(1.485)	663
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.215	7.026	1.189	
Passività per beni in leasing		4.726	4.951	(225)
- <i>di cui working interest Eni</i>		4.247	4.457	(210)
- <i>di cui working interest follower</i>		479	494	(15)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.941	11.977	964	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.528	55.230	298	
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,13	0,02	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,23	0,22	0,01	

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	Primo Semestre		
	(€ milioni)	2023	2022
Utile (perdita) netto del periodo		2.721	7.408
Componenti non riclassificabili a conto economico		15	98
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti			71
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		15	41
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			1
Effetto fiscale			(15)
Componenti riclassificabili a conto economico		(431)	1.611
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(994)	3.522
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		706	(2.735)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		64	36
Effetto fiscale		(207)	788
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(416)	1.709
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		2.305	9.117
di competenza:			
- azionisti Eni		2.266	9.106
- interessenze di terzi		39	11

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	9.117
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.522)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(13)
Acquisto azioni proprie	(212)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Altre variazioni	210
Totale variazioni	7.493
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2022	52.012
di competenza:	
- azionisti Eni	51.917
- interessenze di terzi	95
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)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Imposte su cedole Bond ibrido	25
Acquisto azioni proprie	(437)
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

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

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

	30 giugno 2023	31 dicembre 2022			
	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
	(€ milioni)				
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari		57.289		56.332	
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.233		4.446	
Attività immateriali		5.499		5.525	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.397		1.786	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni		14.287		13.294	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)	2.062		1.978	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(2.580)		(2.320)	
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 8)	(20)		(4)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 8)	(78)		(79)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)	408		301	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	23		23	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	(2.913)		(2.561)	
Totale Capitale immobilizzato		82.187		81.041	
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze		6.074		7.709	
Crediti commerciali	(vedi nota 6)	10.644		16.556	
Debiti commerciali	(vedi nota 15)	(11.122)		(19.527)	
Attività (passività) tributarie nette, composti da:		(3.866)		(2.991)	
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.775)		(2.108)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(213)		(253)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	(2.375)		(1.463)	
- passività per imposte differite		(5.565)		(5.094)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	(26)		(34)	
- attività per imposte sul reddito correnti		644		317	
- attività per imposte sul reddito non correnti		110		114	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	665		807	
- attività per imposte anticipate		4.509		4.569	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	159		157	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	8		3	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(7)		(6)	
Fondi per rischi e oneri			(15.198)		(15.267)
Altre attività (passività), composti da:		355		316	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 14)	8		8	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 6)	3.785		3.980	
- altre attività correnti	(vedi nota 8)	5.520		12.014	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	2.183		2.056	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(3.424)		(3.615)	
- altre passività correnti	(vedi nota 8)	(4.411)		(11.006)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 8)	(3.306)		(3.121)	
Totale Capitale di esercizio netto		(13.113)		(13.204)	
Fondi per benefici ai dipendenti		(783)		(786)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		178		156	
composte da:					
- attività destinate alla vendita		391		264	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(213)		(108)	
CAPITALE INVESTITO NETTO		68.469		67.207	
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi		55.528		55.230	
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			28.737		26.917
- passività finanziarie a lungo termine		22.043		19.374	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		4.084		3.097	
- passività finanziarie a breve termine		2.610		4.446	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(11.417)		(10.155)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(8.283)		(8.251)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)		(822)		(1.485)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.215		7.026	
Passività per beni in leasing, composti da:			4.726		4.951
- passività per beni in leasing a lungo termine		3.873		4.067	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		853		884	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		12.941		11.977	
16^(a)		68.469		67.207	
COPERTURE		68.469		67.207	

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

	Primo Semestre 2023		Primo Semestre 2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto		2.721		7.408
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari				
- ammortamenti	3.725	3.161	3.390	2.765
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	389		175	
- radiazioni	135		47	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(691)		(850)	
- altre variazioni	(420)		(52)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	23		55	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(418)		(444)
Dividendi, interessi e imposte		3.071		5.185
- dividendi	(92)		(151)	
- interessi attivi	(236)		(49)	
- interessi passivi	482		490	
- imposte sul reddito	2.917		4.895	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.294		(3.840)
- rimanenze	2.063		(3.073)	
- crediti commerciali	6.043		(147)	
- debiti commerciali	(8.444)		(645)	
- fondi per rischi e oneri	(140)		108	
- altre attività e passività	1.772		(83)	
Dividendi incassati		1.340		305
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.389)		(3.664)
Interessi (pagati) incassati		(355)		(434)
- Interessi incassati	153		13	
- Interessi pagati	(508)		(447)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.425		7.281
Investimenti		(4.676)		(3.193)
- attività materiali	(4.551)		(3.072)	
- attività immateriali	(125)		(121)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(1.810)		(1.267)
- partecipazioni	(1.182)		(1.097)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(628)		(170)	
Disinvestimenti		489		904
- attività materiali	42		7	
- attività immateriali	32		12	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	380		4	
- partecipazioni	35		881	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		299		256
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(148)		(146)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	356		297	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	24		80	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	67		25	
Free cash flow		1.727		3.981

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

(€ milioni)	Primo Semestre 2023		Primo Semestre 2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		1.727		3.981
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		666		1.670
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	666		1.670	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.428		(706)
- assunzione di debiti finanziari non correnti	4.050		129	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(509)		(3.694)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.113)		2.859	
Rimborso di passività per beni in leasing		(475)		(556)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.008)		(1.713)
- apporti (rimborsi) netti di capitale da (ad) azionisti terzi	(16)		20	
- acquisto di azioni proprie	(406)		(195)	
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(57)		(5)	
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.509)		(1.520)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(20)		(13)	
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		(15)		79
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(15)		79	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		1.236		2.668

Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio allo stato resta 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. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale e dal livello delle scorte. La domanda petrolifera è correlata a un complesso insieme di fattori quali la congiuntura economica globale, l'andamento delle variabili monetarie (inflazione, tassi d'interesse, offerta di moneta), gli sviluppi geopolitici quali guerre, pandemie, tensioni nell'area del Golfo, i rapporti tra USA e Cina e altri ancora.

Nel lungo termine, la domanda è influenzata: (i) in positivo, dalla crescita demografica, dal miglioramento del tenore di vita e dall'espansione del PIL mondiale; (ii) in negativo, dalla disponibilità di fonti energetiche alternative, dall'evoluzione delle tecnologie, dai cambiamenti nelle preferenze dei consumatori e, infine, dalle misure e dalle altre iniziative adottate o pianificate dai governi per contrastare i cambiamenti climatici e contenere le emissioni di anidride carbonica. Il Management ritiene che la spinta a ridurre le emissioni di anidride carbonica e la transizione energetica in corso porteranno verosimilmente nel lungo periodo a una riduzione strutturale della domanda e dei prezzi del petrolio.

Dopo i sostanziali rialzi di prezzo che hanno fatto seguito all'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022 con valori prossimi ai massimi storici, il mercato petrolifero è entrato in una fase di downturn che si protrae ininterrottamente dal luglio 2022 (alla chiusura della presente relazione semestrale al 30 giugno 2023 sono esattamente dodici mesi). In tale arco temporale, le quotazioni del greggio di riferimento Brent hanno corretto di circa il 30% (da una media di circa 110 \$/bbl nel primo semestre 2022 vs 80 \$/bbl in media nel primo semestre 2023). Tale negativo andamento riflette le aspettative di recessione dell'economia globale, anche per effetto delle politiche monetarie restrittive adottate dalle banche centrali per combattere l'inflazione post COVID-19, che hanno indotto gli operatori finanziari a ridurre progressivamente le posizioni lunghe sul prezzo del petrolio. Il default di alcune banche regionali USA ha ulteriormente pesato sul sentimento degli operatori causando fasi di liquidazione di massa delle posizioni future sul WTI e sul Brent. Il mercato fisico ha mantenuto buoni fondamentali grazie alla tenuta della domanda alimentata dalla riapertura dell'economia cinese, mentre quella europea frena e in misura minore anche quella USA, e alla costante discesa delle scorte globali di greggio e prodotti, nonostante la prosecuzione del programma di rilascio di parte della Strategic Petroleum Reserve statunitense. Tuttavia, le aspettative degli operatori per una discesa più accentuata delle scorte non si sono avvocate a causa degli upside produttivi di Russia, Iran e Venezuela, che hanno esportato grandi quantità di greggio verso i paesi asiatici non aderenti ai regimi sanzionatori occidentali, nonché della crescita del Brasile. L'OPEC+ è intervenuta nell'intento di ridurre il mismatch tra il mercato fisico e quello paper con un taglio produttivo volontario di 1,16 milioni di barili/giorno in aprile, che si cumula a quello attuato lo scorso ottobre pari a 2 milioni di barili (relativo alle quote), e, agli inizi di giugno, con un ulteriore taglio volontario da parte dell'Arabia Saudita di 1 milione di barili/giorno in vigore nel mese di luglio con possibile estensione, nonché la conferma dei ridotti livelli produttivi da parte di tutti i membri del cartello fino al dicembre 2024. Resta il fattore d'incertezza per la coesione stessa del cartello rappresentato dalla Russia che, pur aderendo agli impegni di tagli produttivi del cartello ha di fatto mantenuto esportazioni record fin qui nel 2023.

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 solo sostegno delle produzioni, rinunciando alla crescita e privilegiando nell'allocazione dei flussi di cassa generati in un ambiente di prezzi ancora elevati la ristrutturazione dei bilanci e la remunerazione degli azionisti. Inoltre, la sottovalutazione dei titoli azionari delle compagnie petrolifere (in termini di comuni multipli di borsa rispetto alla media degli indici azionari) rende più attrattivo l'investimento nel riacquisto delle azioni proprie rispetto a investimenti di crescita delle produzioni.

L'outlook per la seconda parte del 2023 rimane incerto, condizionato dai timori di hard landing dell'economia, in particolare quella statunitense, da una ripresa dell'economia cinese post-pandemia meno robusta del previsto e dai rischi di instabilità finanziaria dovuti alle politiche monetarie restrittive in atto da parte delle banche centrali. Il prezzo del petrolio potrebbe essere sostenuto dalla tenuta della domanda prevista crescere di circa 2,4 milioni di barili/giorno stabilendo un nuovo record a oltre 102 milioni, anche in vista dell'imminente travel season e dagli effetti della soppressione di offerta da parte dell'OPEC+. Permangono i rischi sistematici relativi all'evoluzione del conflitto tra Russia e Ucraina che potrebbe influenzare negativamente lo scenario macroeconomico. Il management ha scontato tali fattori in una previsione di prezzo di 80 \$/bbl per il greggio Brent nel 2023/2024, in calo rispetto alla previsione del piano 2023-2026, e un valore di lungo termine nominale di 80 \$/bbl

sulla base di uno scenario mid-cycle fino al 2030-2035. Oltre tale orizzonte, il prezzo del petrolio è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una correzione ancora più accentuata, dopo avere registrato valori record durante l'estate scorsa in connessione con l'intensa attività di riempimento degli stoccataggi in vista di una possibile crisi invernale dovuta alla carenza delle forniture russe, raggiungendo valori pari a circa 300 €/Mwh ai mercati spot continentali. Nei mesi successivi, i fondamentali del mercato sono mutati in modo sostanziale per effetto di una stagione invernale mite, dell'aumento record della produzione USA e delle esportazioni grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione nel Golfo del Messico e alla riduzione strutturale dei consumi industriali a causa di chiusure definitive di impianti energivori nel continente e alla delocalizzazione di produzioni, nonché adeguati livelli di stoccataggio. Il prezzo del gas ha corretto di circa l'80% rispetto al picco storico di agosto 2022 e di circa il 50% su base media nel primo semestre 2023 vs primo semestre 2022 (a 45 €/MWh per lo spot TTF rispetto ai circa 96 €/MWh). Per la seconda metà del 2023 i prezzi del gas naturale sono attesi sui livelli del primo semestre. Nel medio lungo termine i prezzi sono attesi convergere sul valore di equilibrio di circa 35 €/MWh in relazione all'avvio di rilevanti progetti GNL.

L'andamento dei prezzi degli idrocarburi ha influito negativamente sulla performance operativa del settore E&P che nel primo semestre 2023 ha riportato una contrazione di circa il 48% a €4,85 miliardi (-€4,4 miliardi) rispetto al primo semestre 2022. 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 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 2023 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 USD/barile rispetto al prezzo previsione 2023 pari a 80 \$/bbl; si precisa che tale analisi di sensitività è ritenuta valida per variazioni di prezzo limitate rispetto alla previsione.

L'attività Oil & Gas è un settore 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. 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, trovare e produrre nuove riserve; e (v) la capacità e la disponibilità dei finanziatori del Gruppo a concedere credito per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo.

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 di sviluppo. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività, nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero antieconomiche in questo tipo di contesto.

Nonostante Eni adotti presidi di controllo della redditività dei progetti per verificarne la sostenibilità anche in presenza di scenari prezzo depressi, nonché un framework finanziario basato sulla selettività nelle decisioni d'investimento e sul mantenimento di un adeguato livello di leverage e di riserve di liquidità, il verificarsi di tali rischi potrebbe influenzare negativamente le prospettive di business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità del Gruppo e i ritorni per gli azionisti.

Il settore della raffinazione oil e la Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend 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 2023 il settore raffinazione di Eni ha beneficiato di condizioni di mercato ancora complessivamente

favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione civile e del trasporto su strada civile, ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up e alla sensibile riduzione del costo del gas. Questi fattori positivi sono stati attenuati dalla riduzione della redditività del gasolio, che sconta il rallentamento dell'attività industriale. Margine medio SERM nel primo semestre 2023 su livelli ancora sostenuti con una media di 9 \$/bbl. È prevedibile che i margini di raffinazione si indeboliscano nel medio termine per effetto dell'ingresso di nuova capacità in Medio Oriente e Cina 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 benzina continentale per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU.

Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (Medio-Oriente e USA), flessione della domanda nelle geografie più prossime (Italia, Europa) a causa dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche ambientali. Nel primo semestre 2023, in linea con quanto registrato nel 2022, il settore ha continuato a sottoperformare a causa dei deboli fondamentali in relazione allo scarso dinamismo della domanda in Europa, alla pressione competitiva da parte di geografie con migliori posizioni di costo (USA, Far East) nonché per effetto del completo re-opening della Cina post COVID-19. Inoltre, le incertezze macroeconomiche hanno indotto i distributori a posticipare gli ordini, minimizzando le giacenze di magazzino, in tal via aumentando la disponibilità dei prodotti sul mercato. Tali negativi andamenti sono stati attenuati dalla moderazione del costo della carica petrolifera e del gas naturale. Non si prevedono significativi miglioramenti del quadro del settore nella seconda parte dell'anno.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Eni opera nel contesto delle politiche di transizione e sicurezza energetica messe in atto dai governi di numerosi stati, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. I governi potrebbero adottare misure di stimolo sempre crescente allo sviluppo delle energie rinnovabili e dei veicoli elettrici che darebbero nuovo impulso ai già rilevanti investimenti in corso da parte delle utility energetiche e delle case automobilistiche e di vari settori industriali; a tale spinta si aggiunge il demand-pull relativo all'evoluzione delle preferenze dei consumatori e allo sviluppo di tecnologie in grado di portare sul mercato nuovi vettori energetici. Questi trend potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda d'idrocarburi nel medio/lungo termine. In tale contesto, Eni sta attuando una strategia di riposizionamento del portafoglio basato sulla progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita delle energie rinnovabili e dei carburanti ecocompatibili. Ciononostante, allo stato la redditività e la generazione di cassa del Gruppo dipendono in misura prevalente dal settore E&P, i cui principali driver sono i prezzi del petrolio e del gas naturale. Ne consegue che qualora, per effetto degli sviluppi di mercato/tecnologici descritti e in ragione di un eventuale mutato contesto internazionale e nazionale, il ritmo della transizione energetica dovesse modificarsi, potrebbero conseguirne anche rilevanti effetti, in termini di riduzione sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

Eni è soggetta a rischi di natura legale e reputazionale in relazione alla percezione da parte della società civile delle compagnie petrolifere quali responsabili consapevoli degli effetti dell'attività fossile sul cambiamento climatico. Questo potrebbe comportare limitazioni o condizionamenti sulle attività operative delle compagnie petrolifere, nonché un aumento dei rischi legali connessi alla proposizione di azioni giudiziali da parte di un numero potenzialmente crescente di attori (esponenti della società civile, NGO, associazioni di consumatori, ecc.) per presunte violazioni connesse al cambiamento climatico. Ad esempio, nel corso del primo semestre Eni è stata citata in giudizio da parte di alcune NGO e privati cittadini per presunte responsabilità per il cambiamento climatico.

Il rischio reputazionale comprende la crescente pressione degli investitori "attivisti" nei confronti dei board delle compagnie petrolifere per accelerare le strategie e i piani di transizione nonché il rischio emergente di un progressivo disimpegno dei prestatori di capitale dal settore Oil & Gas dovuto alla necessità degli asset manager, delle banche e delle società assicurative di dare seguito al mandato ESG e di conseguire gli obiettivi emissivi veicolando le risorse finanziarie verso settori economici/aziende che vengono percepiti come maggiormente allineate nel breve termine agli obiettivi di Parigi. Recentemente, alcuni grandi banche e istituzioni finanziarie (l'ultima in ordine temporale BNP Paribas nel maggio 2023, che è stata anche coinvolta in un contenzioso volto *inter alia* a ottenere la cessazione del finanziamento al settore fossile) hanno annunciato di interrompere da subito il finanziamento diretto di nuovi progetti oil&gas, segnalando un'accelerazione del

disimpegno del mondo finanziario dagli idrocarburi. Questo potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi di finanziamento e del rischio equity.

In ambito normativo, l'introduzione di normative sempre più stringenti nei confronti delle imprese sotto forma di meccanismi di carbon pricing, quali l'ETS europeo, e di monitoraggio e reporting delle emissioni condurrà verosimilmente a un aumento significativo dei costi di compliance nel medio-lungo termine.

L'adozione da parte dei governi di provvedimenti finalizzati ad accelerare la riduzione del consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni dell'attività estrattiva potrebbero determinare effetti, in termini di riduzione dei risultati economici, del flusso di cassa e delle prospettive di crescita di Eni.

Le attività Eni e i relativi asset sono esposti ai rischi fisici acuti derivanti da fenomeni meteorologici estremi (tempete, inondazioni, incendi o ondate di calore) e a rischi fisici cronici, derivanti da mutamenti climatici a più lungo termine. Questi fenomeni potrebbero determinare danni materiali agli asset aziendali, comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e possibili aumenti dei costi di fornitura delle materie prime, con possibile perdita di risultato, di cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali.

RISCHI CONNESSI ALLA SITUAZIONE MACROECONOMICA GLOBALE, AGLI EVENTI MILITARI E ALLE CONSEGUENZE GEOPOLITICHE DELL'AGGRESSIONE MILITARE RUSSA DELL'UCRAINA

I risultati reddituali e i flussi finanziari attesi dal Gruppo nel 2023 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale o di una possibile recessione con la conseguente riduzione delle aspettative di crescita della domanda di idrocarburi, anche per effetto delle politiche monetarie restrittive da parte delle banche centrali per contrastare la ripresa dell'inflazione che potrebbe comportare un "hard landing" dell'economia, in particolare degli USA, con conseguenze negative sulla domanda petrolifera dovute sia all'effetto diretto dei maggiori tassi d'interesse sulla crescita delle imprese, sia al possibile apprezzamento del dollaro USA che renderebbe più costoso il prezzo del greggio nelle altre valute.

Le tensioni geopolitiche a livello internazionale causate dall'invasione russa dell'Ucraina nonché dall'imposizione di sanzioni di vario ordine nei confronti della Russia e di soggetti russi aumentano i rischi sistematici. Il rischio del prolungarsi del conflitto, il rischio di allargamento delle operazioni militari e della crisi geopolitica, nonché gli impatti delle sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia 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. Il verificarsi di tali eventi potrebbe innescare un rallentamento del ciclo macroeconomico, una stagnazione o, nel peggior dei casi, una recessione globale. 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 la società russa Gazprom export. Nel primo semestre 2023 le forniture di gas da Gazprom export a Eni si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (nel 2022 avevano coperto il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). Eni, avendo adempiuto ai propri impegni contrattuali, prevede che tale situazione si protrarrà anche nel secondo semestre data anche l'invarianza del contesto esterno. I piani commerciali del Gruppo per l'anno in corso avevano scontato questa possibilità, limitando coerentemente gli impegni di vendita. 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, ha ridotto in modo significativo la dipendenza dal gas russo e intende continuare in questa strategia con l'obiettivo di essere in grado di affrancarsi completamente nel più breve tempo possibile, facendo leva in particolare sullo sviluppo di importanti progetti di valorizzazione delle riserve equity. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

RISCHIO MERCATO

Eni è esposta ai rischi di fluttuazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio dell'euro con le principali valute, in particolare lo USD, e dei tassi di interesse che potrebbe comportare una diminuzione del valore di bilancio delle attività o un incremento delle passività o un impatto negativo sui cash flow. Tali esposizioni sono normalmente gestite dal Gruppo tramite l'utilizzo di strumenti derivati, ad eccezione delle esposizioni cd. strategiche relative alle produzioni delle riserve, 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 2023 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,58 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR rispetto all'assunzione del management per il 2023 pari a un cambio USD/EUR di 1,08.

Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2022.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2022, circa l'81% 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 da un minore grado di stabilità non solo politica, sociale ed economica ma anche normativa rispetto ai Paesi dell'OCSE. Tale instabilità e incertezza anche del quadro legislativo può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture, furti di petrolio dalle pipeline e altre forme di disordine civile e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

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 irrogate dagli USA e dall'UE nei confronti di determinati Paesi che possono compromettere la capacità dell'Emittente di continuare a svolgere le proprie attività o a svolgerle con talune limitazioni.

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto ad un maggiore profilo di rischio in relazione alla propria operatività in Venezuela e Nigeria a causa delle difficoltà finanziarie di questi paesi che si sono estese alle compagnie petrolifere statali e compagnie locali, che sono partner del Gruppo nell'esecuzione di progetti Oil & Gas o che acquistano la produzione equity del Gruppo.

Per quanto riguarda la Libia, uno dei paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, la situazione di maggiore stabilità interna ha consentito il regolare svolgimento delle attività estrattive, nonché la verifica di opportunità con la compagnia di stato NOC per possibili futuri sviluppi di riserve gas nel Paese ed in altri ambiti.

Il Venezuela attraversa una crisi strutturale economica e finanziaria causata dalla contrazione delle entrate del settore petrolifero che hanno risentito sia della crisi connessa al COVID-19, sia delle sanzioni USA volte a colpire il settore petrolifero 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 progetto Perla, un grande giacimento offshore a gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale. 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. Correntemente il capitale investito Eni nel Paese ammonta a circa €1 miliardo, relativo principalmente ai crediti commerciali scaduti verso la società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") per le forniture del gas equity del giacimento Perla, la cui recuperabilità è resa difficoltosa dal regime sanzionatorio USA. Nel corso del primo semestre 2023 l'aumento dei crediti connesso alle forniture di gas naturale del periodo è stato in parte compensato da alcuni rimborsi in kind, mediante assegnazione di carichi di greggio di proprietà PDVSA nel rispetto del quadro sanzionatorio vigente.

In Nigeria, il Gruppo ha delle esposizioni creditizie a rischio relative al finanziamento dei progetti Oil & Gas del Paese, di cui Eni, in qualità di operatore, sostiene i costi di sviluppo addebitandoli, in proporzione alle rispettive quote di partecipazione nell'iniziativa, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e a eventuali partner locali. L'ammontare dei crediti scaduti nei confronti della controparte di Stato mostra un trend decrescente, mentre continua a deteriorarsi l'esposizione nei confronti del partner compagnia petrolifera locale che ha sospeso i pagamenti per chiamate fondi da alcuni anni stante l'arbitrato in corso relativo alla contestazione sull'ammontare degli addebiti Eni.

Altri rischi paese in Nigeria sono connessi all'ambiente operativo in relazione al fenomeno delle continue sottrazioni di petrolio dalle pipeline che trasportano greggio di proprietà Eni, con conseguenti perdite di fatturato, danneggiamenti alle infrastrutture e sversamenti nel suolo. Inoltre, Eni è parte in un procedimento arbitrale in relazione alla conversione del titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo.

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 dell'Emittente e 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 2022, alla quale si rinvia.

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, fuoruscite 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 fuoruscite 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. 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 giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio. 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 al resto delle 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 l'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 avrebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa.

Nel 2022 la pressione fiscale sulle compagnie petrolifere europee è stata inasprita in modo significativo a causa della percezione da parte delle istituzioni politiche e dell'opinione pubblica che le stesse beneficiassero in maniera sproporzionata del clima di incertezza economica e finanziaria connessa alla guerra russo-ucraina che aveva determinato un'elevata volatilità nei prezzi dell'energia, e nell'ottica di alleviare il costo della bolletta energetica per imprese e famiglie ridistribuendo i profitti del settore oil&gas. Eni ha registrato incrementi della pressione fiscale in Regno Unito, avente carattere strutturale, e attraverso prelievi una tantum in Italia e Germania.

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.

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 – ivi inclusa l'Italia - 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 del conflitto tra Russia e Ucraina 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 A PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI DEL GRUPPO

Eni è parte di procedimenti giudiziari civili o penali o arbitrali anche duraturi, con conseguente impiego di risorse, costi e spese legali. Per alcuni di questi procedimenti Eni è stata chiamata in causa ai sensi del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa. Un'area di rischio emergente sono i procedimenti per responsabilità ambientale in relazione all'attività del Gruppo nel settore dei fossili e alle emissioni di gas climalteranti. Eni ha rilevato in bilancio le passività associate ai procedimenti per i quali è probabile la soccombenza e l'onere possa essere stimato in maniera attendibile. Tali oneri non

costituiscono ad oggi una voce significativa del bilancio consolidato.

Tuttavia, nel caso in cui gli accantonamenti effettuati relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a far fronte interamente agli oneri, alle spese, alle sanzioni e alle richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza, in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al momento della stima del fondo di bilancio, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo. Non è possibile escludere che, nel caso in cui la responsabilità amministrativa di Eni fosse concretamente accertata, oltre alla conseguente applicazione delle relative sanzioni, si verifichino ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI RELATIVI AL QUADRO LEGALE E NORMATIVO

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Tra l'altro ARERA svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. In risposta al contesto di prezzi crescenti verificatosi fra 2021 e 2022 e con l'obiettivo di ridurre il costo della bolletta energetica, ARERA è intervenuta con la delibera 374/2022/R/GAS con la quale ha determinato il passaggio del riferimento della materia prima da TTF a PSV con aggiornamento mensile della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela.

La cessazione in base a norma di legge della tutela di prezzo dell'Autorità per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti) inizialmente attesa nel 2019 è stata oggetto di successive proroghe. Tale cessazione è stata da ultimo regolata per quanto riguarda il settore gas dal DL 18 novembre 2022, n. 176 (Aiuti Quater) che ha stabilito:

- il rinvio al 10 gennaio 2024 del termine per la rimozione della tutela di prezzo nel settore gas previsto dalla Legge Annuale per la Concorrenza n. 124/2017 (art. 1 comma 59);
- la proroga al 10 gennaio 2024 (in luogo del 1° gennaio 2023) del termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili una tariffa agevolata per la fornitura di gas naturale (modifica art. 22, co. 2-bis.1, D.lgs. 164/2000).

Per quanto riguarda il settore elettrico, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 169 del 18 maggio 2023, che reca le misure per l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero, dispone entro il 10 gennaio 2024: la conclusione delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili; che l'Autorità assicuri che il superamento del vigente regime di maggior tutela avvenga in conformità alle disposizioni del diritto euro unitario per i clienti vulnerabili (articolo 1, comma 3).

Attualmente, quindi, è previsto il superamento ex lege delle tutele di prezzo da gennaio 2024 in entrambi i mercati. Tuttavia, è di recente approvazione un emendamento che vincola le società vincitrici delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali ad accollarsi i relativi contrattisti dei call center per area aggiudicata. Questo, nella visione di ARERA, sarebbe incompatibile con la definizione e lo svolgimento delle procedure di gara in tempo utile per traguardare la scadenza del 10 gennaio 2024, pertanto è possibile che sia stabilito un ulteriore rinvio del superamento tutela nel mercato elettrico, rinvio che potrebbe essere replicato nel settore gas.

Per quanto riguarda i clienti elettrici microimprese, con la delibera 491/2021/R/eel ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio a tutele graduali con decorrenza 1° gennaio 2023 (poi slittata al 1° aprile 2023). L'8 settembre 2022 il MiTE (Ministero della Transizione Energetica) ha pubblicato il DM su criteri e modalità per il superamento dei regimi di prezzi regolati e sui criteri per assicurare la fornitura di energia elettrica alle microimprese (≤ 15 kW) che, al 1° gennaio 2023 (poi slittato regolatoriamente al 1° aprile), non hanno un fornitore sul mercato libero. Il medesimo DM (art. 3 comma 5) ha previsto che alla scadenza del periodo di erogazione del Servizio Tutele Graduali (STG) il cliente che non abbia optato per una offerta da mercato libero, sarà rifornito dal medesimo esercente che eroga il STG sulla base della sua offerta di mercato libero più conveniente.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle

offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente - mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata nel 2020 una revisione dei criteri per la determinazione di tali tariffe ed il recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei – la prossima dovrebbe aver luogo a partire dal 2024 nella maggior parte dei Paesi - e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio - anche in conseguenza del contesto di mercato e delle potenziali criticità per la sicurezza dell'approvvigionamento europeo che si sono manifestati a seguito del conflitto russo-ucraino -, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Inoltre, il recente contesto di crisi energetica ha indirizzato i legislatori, a livello europeo e di singolo Paese, verso evoluzioni – seppur temporanee - della normativa e della conseguente regolazione che possono incidere sulle dinamiche dei mercati, con la finalità di contenere i prezzi per i clienti finali e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, obblighi di riduzione dei consumi finali, cap ai prezzi dei derivati su prodotti gas all'ingrosso negoziati nei mercati regolamentati, obblighi di riempimento degli stoccaggi, obblighi di notifica ex ante alla Commissione Europea di nuovi contratti di approvvigionamento).

Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica - in vista degli obiettivi di decarbonizzazione - e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore, che potranno accompagnare l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati, di promozione di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas, di riduzione delle emissioni di metano). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 e a febbraio 2022 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale con periodo di consegna relativo agli anni 2022, 2023 e 2024, e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni per effetto del riconoscimento di un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna consegna a partire dalla seconda metà del 2023). Per gli anni 2022, 2023 e 2024 permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati presso il TAR da alcuni operatori (il Tribunale Europeo si è già espresso rigettando i ricorsi degli operatori). Vi è incertezza sulla possibilità che si possano tenere delle aste per gli anni successivi al 2024 perché, anche in base a quanto previsto dalle norme europee, il meccanismo sarà riproposto a valle di una nuova valutazione di Terna sullo stato di adeguatezza del sistema elettrico. È anche possibile che le aste si tengano ma con una riduzione del premio riconosciuto ai soggetti partecipanti per effetto di uno o più dei seguenti accadimenti: Terna riduca il fabbisogno di adeguatezza, vi sia una maggior concorrenza in fase d'aste, l'ARERA riveda i parametri del meccanismo.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (i prezzi negativi e la riforma del Mercato Infragionaliero introdotti nel settembre 2021, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, la nascita del nuovo mercato degli accumuli) ed interventi emergenziali del Governo per compensare il fenomeno del caro energia.

Gli interventi hanno riguardato in particolare la disciplina dei crediti di imposta per le imprese, sospesi dal terzo trimestre 2023, l'azzeramento degli oneri di sistema, ancora in vigore per il terzo trimestre 2023 per il gas e ripristinati dal secondo trimestre 2023 per l'elettrico, l'Iva al 5% per il gas ancora in essere per il terzo trimestre 2023.

RISCHI CONNESSI AL FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI INFORMATICI E ALLA SICUREZZA INFORMATICA

Questo rischio non ha registrato sviluppi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale si rinvia.

RISCHI CONNESSI ALL'EVENTUALE MANCATO RINNOVO DI AUTORIZZAZIONI E/O CONCESSIONI IN SCADENZA

Questo rischio non ha registrato sviluppi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale si rinvia.

RISCHI CONNESSI ALLA NORMATIVA IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Questo rischio non ha registrato sviluppi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale si rinvia.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2023:

- E&P: produzione di idrocarburi confermata la guidance di 1,63-1,67 milioni di boe/g per il 2023 allo scenario Eni di 80 \$/barile. Nel terzo trimestre 2023 la produzione è prevista a circa 1,63 milioni di boe/g.
- E&P: confermato l'obiettivo esplorativo di 700 milioni di boe di nuove risorse.
- GGP: rivista al rialzo la guidance sull'EBIT adjusted nell'intervallo €2,7 miliardi - €3,0 miliardi nell'anno, rispetto alla previsione di €2 miliardi - €2,2 miliardi.
- Plenitude & Power: EBITDA proforma adjusted di Plenitude rivisto al rialzo a circa €0,8 miliardi rispetto alla precedente guidance superiore a €0,7 miliardi.
- Sustainable Mobility, Refining e Chimica: EBITDA proforma adjusted di Sustainable Mobility confermato a oltre €0,9 miliardi. EBIT proforma adjusted del downstream atteso a €0,8 miliardi, in calo rispetto a €1 miliardo - €1,1 miliardi, per effetto delle condizioni di mercato non catturate dal margine di riferimento SERM.
- Risultati consolidati: confermato l'EBIT adjusted a €12 miliardi nonostante il peggioramento dello scenario¹, con un aumento della prestazione industriale di circa €2 miliardi. Alle assunzioni peggiorative di scenario, il flusso di cassa² è atteso nell'intervallo €15,5 miliardi - €16 miliardi, riflettendo analogamente il miglioramento della prestazione industriale.
- Investimenti di Gruppo: attesi inferiori a €9 miliardi, in riduzione rispetto alla precedente previsione di €9,2 miliardi e a quella iniziale di €9,5 miliardi, beneficiando di continue azioni di ottimizzazione e di efficienza.
- Leverage: previsto entro l'intervallo dichiarato di 0,1-0,2.
- Remunerazione degli azionisti: il dividendo 2023 di €0,94 per azione è stato approvato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023. La prima tranche trimestrale di €0,24 per azione sarà messa in pagamento il 20 settembre 2023³. Il piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla stessa Assemblea per un ammontare di €2,2 miliardi fino ad un massimo di €3,5 miliardi è stato avviato a maggio con completamento atteso entro Aprile 2024.

¹ Lo scenario aggiornato 2023 è: Brent 80 \$/bbl (da 85 \$/bbl); margine SERM invariato a 8 \$/bbl; prezzo spot del gas PSV 484 €/Kmc (da 529 €/Kmc); tasso di cambio medio EUR/USD 1,08 (invariato).

² Prima della variazione del capitale circolante.

³ Data stacco: 18 settembre 2023; data registrazione: 19 settembre 2023.

Altre informazioni

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 30 giugno 2023 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle dodici società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni UK Ltd, Eni México S. de RL de CV, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc e Eni ULX Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

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

A seguito dell'autorizzazione concessa dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, relativa a €2,2 miliardi fino a un massimo di €3,5 miliardi per l'anno, il programma di buy-back 2023 è iniziato a fine maggio e fino al 28 luglio 2023 sono state acquistate 48 milioni di azioni per un esborso di €635 milioni.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO 2023

Schemi di bilancio	51
Note al bilancio consolidato	57
Attestazione del management	92

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	30.06.2023		31.12.2022		
		Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
Disponibilità liquide ed equivalenti		11.417	4	10.155	10	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(5)	8.283		8.251		
Altre attività finanziarie	(14)	849	17	1.504	16	
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	14.845	1.812	20.840	2.427	
Rimanenze	(7)	6.074		7.709		
Attività per imposte sul reddito		644		317		
Altre attività	(8) (20)	6.185	118	12.821	341	
		48.297		61.597		
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	(9)	57.289		56.332		
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	4.233		4.446		
Attività immateriali	(11)	5.499		5.525		
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(7)	1.397		1.786		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	13.022		12.092		
Altre partecipazioni	(13)	1.265		1.202		
Altre attività finanziarie	(14)	2.043	1.686	1.967	1.631	
Attività per imposte anticipate	(19)	4.509		4.569		
Attività per imposte sul reddito		110		114		
Altre attività	(8) (20)	2.365	24	2.236	26	
		91.732		90.269		
Attività destinate alla vendita						
	(21)	391		264		
		140.420		152.130		
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività corrente						
Passività finanziarie a breve termine	(16)	2.610	143	4.446	307	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	4.084	24	3.097	36	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	853	31	884	35	
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	17.466	2.811	25.709	3.203	
Passività per imposte sul reddito		1.775		2.108		
Altre passività	(8) (20)	6.806	124	12.473	232	
		33.594		48.717		
Passività non corrente						
Passività finanziarie a lungo termine	(16)	22.043	96	19.374	26	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	3.873	11	4.067	28	
Fondi per rischi e oneri	(18)	15.198		15.267		
Fondi per benefici ai dipendenti		783		786		
Passività per imposte differite	(19)	5.565		5.094		
Passività per imposte sul reddito		213		253		
Altre passività	(8) (20)	3.410	474	3.234	462	
		51.085		48.075		
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita						
	(21)	213		108		
		84.892		96.900		
TOTALE PASSIVITÀ						
Capitale sociale		4.005		4.005		
Utili relativi a esercizi precedenti		35.429		23.455		
Riserve per differenze cambio da conversione		6.570		7.564		
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		7.395		8.785		
Azioni proprie		(974)		(2.937)		
Utile del periodo		2.682		13.887		
Totale patrimonio netto di Eni		55.107		54.759		
Interessenze di terzi		421		471		
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(22)	55.528		55.230		
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		140.420		152.130		

Conto Economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2023		I semestre 2022	
		Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>
Ricavi della gestione caratteristica	(25)	46.776	2.283	63.685	3.497
Altri ricavi e proventi		414	73	618	72
TOTALE RICAVI		47.190		64.303	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(37.107)	(7.349)	(46.882)	(6.536)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(60)	(2)	(165)	
Costo lavoro	(26)	(1.540)	(3)	(1.548)	(9)
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	41	(15)	(774)	1.365
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.725)		(3.390)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	(389)		(175)	
Radiazioni	(9)	(135)		(47)	
UTILE OPERATIVO		4.275		11.322	
Proventi finanziari	(27)	3.196	69	3.456	66
Oneri finanziari	(27)	(3.552)	(17)	(3.805)	(79)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(27)	125		(91)	
Strumenti finanziari derivati	(20) (27)	(12)		(88)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(243)		(528)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		691		850	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		915	410	659	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)	1.606		1.509	
UTILE ANTE IMPOSTE		5.638		12.303	
Imposte sul reddito	(29)	(2.917)		(4.895)	
UTILE DEL PERIODO		2.721		7.408	
Utile del periodo di competenza Eni		2.682		7.398	
Interessenze di terzi		39		10	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		0,79		2,08	
- diluito		0,78		2,07	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Utile del periodo	2.721	7.408
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>		
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	71	
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	15	41
Effetto fiscale	(15)	
	15	98
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(994)	3.522
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	706	(2.735)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	64	36
Effetto fiscale	(207)	788
	(431)	1.611
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(416)	1.709
Totale utile complessivo del periodo	2.305	9.117
Totale utile complessivo del periodo di competenza Eni	2.266	9.106
Interessenze di terzi	39	11

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	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		
Saldi al 31 dicembre 2022	(22)	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 interessenze 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	(22)	4.005	35.429	6.570	7.395	(974)	2.682	55.107	421	55.528

(segue)

(segue) **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

Patrimonio Netto di Eni								
(€ milioni)	Note	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
Saldi al 31 dicembre 2021		4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437
Utile del I semestre 2022							7.398	7.398
Altre componenti dell'utile complessivo							82	44.519
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				56			56	56
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				1			1	1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				41			41	41
Componenti non riclassificabili a conto economico				98			98	98
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			3.521				3.521	1 3.522
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(1.947)			(1.947)	(1.947)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			36				36	36
Componenti riclassificabili a conto economico			3.521	(1.911)			1.610	1 1.611
Utile complessivo del periodo			3.521	(1.813)			7.398	9.106
Attribuzione del dividendo di Eni SpA					(1.522)	(1.522)		(1.522)
Attribuzione del dividendo di altre società							(13)	(13)
Destinazione utile residuo 2021		4.299			(4.299)			
Versamenti di azionisti terzi							20	20
Variazione di interessenze di terzi		21					21	(8) 13
Annullamento azioni proprie				(400)	400			
Acquisto azioni proprie		(212)		212	(212)		(212)	(212)
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		4.032		(188)	188	(5.821)	(1.789)	(1) (1.790)
Altre variazioni		36		127			163	3 166
Altri movimenti di patrimonio netto		36		127			163	3 166
Saldi al 30 giugno 2022		4.005	26.818	10.051	4.415	(770)	7.398	51.917
Utile del II semestre 2022							6.489	6.489
Altre componenti dell'utile complessivo							64	6.553
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(1)			(1)	(1)
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				15			15	15
Componenti non riclassificabili a conto economico				16			16	16
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(2.428)		1		(2.427)	(2.427)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				2.507			2.507	2.507
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(48)			(48)	(48)
Componenti riclassificabili a conto economico				(2.428)	2.460		32	32
Utile complessivo del periodo				(2.428)	2.476		6.489	6.537
Acconto sul dividendo		(1.500)					(1.500)	(1.500)
Attribuzione del dividendo di altre società							(47)	(47)
Versamenti di azionisti terzi							72	72
Acquisto azioni proprie		(2.188)		2.188	(2.188)		(2.188)	(2.188)
Piano Incentivazione a lungo termine		7		(21)	21		7	7
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(51)					(51)	(51)
Variazione di interessenze di terzi		175					175	289 464
Operazioni con azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(3.557)		2.167	(2.167)		(3.557)
Altre variazioni		194	(59)	(273)			(138)	(2) (140)
Altri movimenti di patrimonio netto		194	(59)	(273)			(138)	(2) (140)
Saldi al 31 dicembre 2022	(22)	4.005	23.455	7.564	8.785	(2.937)	13.887	54.759
Interessenze di terzi							471	55.230

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2023	I semestre 2022
Utile del periodo		2.721	7.408
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(9) (10) (11)	3.725	3.390
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	389	175
Radiazioni	(9)	135	47
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13)	(691)	(850)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(418)	(444)
Dividendi	(28)	(92)	(151)
Interessi attivi		(236)	(49)
Interessi passivi		482	490
Imposte sul reddito	(29)	2.917	4.895
Altre variazioni		(420)	(52)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.294	(3.840)
- rimanenze		2.063	(3.073)
- crediti commerciali		6.043	(147)
- debiti commerciali		(8.444)	(645)
- fondi per rischi e oneri		(140)	108
- altre attività e passività		1.772	(83)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		23	55
Dividendi incassati		1.340	305
Interessi incassati		153	13
Interessi pagati		(508)	(447)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.389)	(3.664)
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.425	7.281
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(32)	(3.421)	(1.497)
Flusso di cassa degli investimenti		(6.278)	(4.309)
- attività materiali	(9)	(4.551)	(3.072)
- attività immateriali	(11)	(125)	(121)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(23)	(628)	(170)
- partecipazioni	(13)	(1.182)	(1.097)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(148)	(146)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		356	297
Flusso di cassa dei disinvestimenti		580	1.009
- attività materiali		42	7
- attività immateriali		32	12
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(23)	380	4
- partecipazioni		35	881
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		24	80
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		67	25
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		666	1.670
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(5.032)	(1.630)
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(32)	(892)	(353)
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(16)	4.050	129
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(16)	(509)	(3.694)
Rimborsò di passività per beni in leasing	(10)	(475)	(556)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(16)	(2.113)	2.859
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.509)	(1.520)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(20)	(13)
Apporti netti di capitale da azionisti terzi		(16)	20
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(57)	(5)
Acquisto di azioni proprie	(22)	(406)	(195)
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue		(87)	(87)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.142)	(3.062)
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(32)	(205)	(7)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(15)	79
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		1.236	2.668
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		10.181	8.265
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)		11.417	10.933

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2022 comprendono €33 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 2023 (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 2023 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; differentemente, 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 e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2023" 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 2023, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 luglio 2023, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrate, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2023, indicate nel paragrafo "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2022, 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 2022. Con riferimento all'impairment test e alle relative assunzioni si rinvia a quanto indicato nelle note alla relazione finanziaria 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 23 maggio 2023, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "International Tax Reform – Pillar Two Model Rules", volte ad introdurre, oltre a specifiche disclosure integrative, un'eccezione temporanea alla rilevazione delle imposte anticipate e differite derivanti da normative fiscali, approvate o sostanzialmente approvate, che implementano i principi del modello Pillar Two pubblicato dall'OCSE. L'eccezione temporanea è efficace, con effetto retroattivo, a partire dalla data di pubblicazione delle modifiche. Si segnala che, in ambito europeo, a dicembre 2022, è stata adottata la Direttiva UE

2022/2523 intesa a garantire un livello di imposizione fiscale minimo globale per i gruppi multinazionali di imprese e i gruppi nazionali su larga scala nell'Unione. I singoli Stati membri sono chiamati a recepirne le disposizioni nel proprio ordinamento interno entro il 31 dicembre 2023 e ad applicarle agli esercizi fiscali che iniziano a decorrere da tale data; in Italia, il processo di recepimento è ancora in corso.

In data 25 maggio 2023, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 7 e all'IFRS 7 "Supplier Finance Arrangements", volte ad introdurre degli obblighi informativi sui supplier finance arrangement (ad es. accordi di reverse factoring) che consentono agli investitori di valutare l'effetto di tali accordi sulle passività, sui flussi di cassa e sull'esposizione al rischio di liquidità dell'impresa acquirente. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

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 effetto a conto economico

(€ milioni)	30.06.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.370	1.244
Altri titoli	5.290	5.243
	6.660	6.487
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	1.623	1.764
	8.283	8.251

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 2022.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.650 milioni e di livello 2 per €2.633 milioni. Nel corso del primo semestre 2023 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2023	31.12.2022
Crediti commerciali	10.644	16.556
Crediti per attività di disinvestimento	408	301
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.601	1.645
Crediti verso altri	2.192	2.338
	14.845	20.840

Il decremento dei crediti commerciali di €5.912 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €5.504 milioni e Plenitude & Power per €951 milioni e risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti.

Nel corso del primo semestre 2023, sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2023 per €1.163 milioni (€2.212 milioni nell'esercizio 2022 con scadenza 2023). Le cessioni hanno riguardato crediti relativi al settore Sustainable Mobility, Refining e Chimica per €861 milioni, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €287 milioni e al settore Plenitude & Power per €15 milioni.

Al 30 giugno 2023, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di circa €104 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2022) interamente scaduto e oggetto di un piano di rientro. Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €564 milioni (€611 milioni al 31 dicembre 2022) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene anticipatamente tutti i costi dell'iniziativa e li riaddebita ai partner mediante il meccanismo della c.d. cash call. Al 30 giugno 2023, l'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €437 milioni (€475 milioni al 31 dicembre 2022). Tale ammontare riguarda per circa un quarto dei crediti pregressi oggetto di un piano di rientro che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less", aventi ridotto rischio minerario, con previsione di incasso totale entro il 2024. Tale credito è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione determinata utilizzando il WACC Paese.

L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €227 milioni di crediti scaduti (€242 milioni al 31 dicembre 2022) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla percentuale di perdita attesa definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call, che quindi si vanno cumulando, avanzando delle contestazioni relative agli ammontari addebitati. Sono in corso procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €606 milioni (€566 milioni al 31 dicembre 2022) 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, 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 di circa il 53%, stimato sulla base delle percentuali di perdita previste in casi analoghi di default da parte di Enti Nazionali su esposizioni Oil & Gas. Nel corso del primo semestre, a fronte del

benestare 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; (ii) per €314 milioni (€318 milioni al 31 dicembre 2022) gli acconti verso fornitori e per €211 milioni (€196 milioni al 31 dicembre 2022) gli acconti per servizi; (iii) per €235 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2022) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.776 milioni (€2.954 milioni al 31 dicembre 2022).

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

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(258)	(266)
Perdite nette su crediti	(41)	(29)
Rilasci per esubero	239	130
	(60)	(165)

Gli accantonamenti sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €152 milioni e riguardano principalmente i crediti per cash-call nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €68 milioni e riguardano principalmente la clientela retail.

I rilasci per esubero sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €98 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le mutate condizioni di mercato; (ii) al settore Exploration & Production per €61 milioni e riguardano per €42 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

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	Rimanenze correnti	Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo
Valore lordo al 31.12.2022	8.381	1.935
Fondo svalutazione al 31.12.2022	672	149
Valore netto al 31.12.2022	7.709	1.786
Variazioni del periodo	(1.691)	(385)
Altre variazioni	56	(4)
Valore netto al 30.06.2023	6.074	1.397
Valore lordo al 30.06.2023	6.563	1.430
Fondo svalutazione al 30.06.2023	489	33

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €1.380 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2022) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla flessione dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

8 Altre attività e passività

(€ milioni)	30.06.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.217	67	3.186	238	11.076	129	9.042	286
Passività da contratti con la clientela			464	696			1.145	706
Attività e passività relative ad altre imposte	665	159	2.375	26	807	157	1.463	34
Altre	1.303	2.139	781	2.450	938	1.950	823	2.208
	6.185	2.365	6.806	3.410	12.821	2.236	12.473	3.234

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 €680 milioni correnti (€366 milioni al 31 dicembre 2022) e €1.167 milioni non correnti (€903 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) 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 €346 milioni (€41 milioni entro i 12 mesi e €357 milioni oltre i 12 mesi al 31 dicembre 2022); (iii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €295 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2022).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €44 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) 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 €446 milioni (€430 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) buoni carburanti elettronici prepagati per €246 milioni (€338 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per €57 milioni (€58 milioni al 31 dicembre 2022) e a lungo termine per €246 milioni (€275 milioni al 31 dicembre 2022).

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 €1.017 milioni (€758 milioni al 31 dicembre 2022); la quota corrente di €426 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2022) è compresa negli altri debiti (nota n.15 – Debiti commerciali e altri debiti); (ii) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €380 milioni (€479 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €10 milioni (€85 milioni al 31 dicembre 2022) e oltre i 12 mesi per €428 milioni (€358 milioni di euro al 31 dicembre 2022); (iv) passività per ricavi e proventi anticipati per €106 milioni correnti (€104 milioni al 31 dicembre 2022) e €224 milioni non correnti (€247 milioni al 31 dicembre 2022); (v) depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €238 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2022); (vi) passività per attività d'investimento per €98 milioni (€83 milioni al 31 dicembre 2022).

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 31.12.2022	195.812
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2022	139.480
Valore netto al 31.12.2022	56.332
Investimenti	4.551
Capitalizzazione ammortamenti	97
Ammortamenti (*)	(3.186)
Riprese di valore	14
Svalutazioni	(395)
Radiazioni	(135)
Differenze di cambio da conversione	(764)
Rilevazione iniziale e variazione stima	305
Variazione dell'area di consolidamento	659
Altre variazioni	(189)
Valore netto al 30.06.2023	57.289
Valore lordo al 30.06.2023	195.152
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2023	137.863

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

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.965 milioni (€2.538 milioni nel primo semestre 2022).

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 rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento delle stime dei costi di abbandono, dell'avvio di nuovi progetti e del decremento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €548 milioni all'acquisizione del business di BP in Algeria, che include due concessioni produttive principalmente a gas "In Amenas" (Eni In Amenas Ltd) e "In Salah" (Eni In Salah Ltd), operate congiuntamente con Sonatrach ed Equinor.

Gli investimenti per l'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 sono stati rilevati nelle Altre variazioni (€189 milioni).

Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita relative ad alcuni permessi petroliferi in Congo per €331 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 31.12.2022	40.492	1.345	7.627	49.464
Investimenti	355	3.590	3.945	
Capitalizzazione ammortamenti	11	86	97	
Ammortamenti (*)	(2.879)			(2.879)
Svalutazioni	(165)		(43)	(208)
Radiazioni		(128)	(7)	(135)
Variazione dell'area di consolidamento	508		40	548
Differenze di cambio da conversione	(606)	(20)	(119)	(745)
Rilevazione iniziale e variazione stima	221	12	65	298
Trasferimenti	1.322	(10)	(1.312)	
Altre variazioni	(280)	(2)	82	(200)
Valori al 30.06.2023	38.613	1.563	10.009	50.185

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

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.275 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Stati Uniti, Messico, Egitto, Iraq, Congo, Italia ed Emirati Arabi.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €128 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nel semestre sono 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	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Totale
Valori al 31.12.2022	198	958	95	16	211	3	520	2	2.003
Riclassifica a Proved Mineral Interest					(11)				(11)
Variazione dell'area di consolidamento					40				40
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(5)	(16)	(2)		13		(9)		(19)
Valori al 30.06.2023	193	942	93	16	253	3	511	2	2.013

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 €904 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e pre-sviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.230 milioni. La complessa vicenda giudiziaria penale presso la Corte di Milano connessa a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza (v. sezione Contenziosi della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi della Relazione Finanziaria Annuale 2022) si è risolta definitivamente in modo favorevole a Eni nel corso del 2022. È pendente la domanda di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) presso le competenti autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo verificato la presenza di tutti i requisiti contrattuali per la conversione e il rispetto di tutte le condizioni. Considerata l'inazione della Autorità nigeriana e il protrarsi della situazione di stallo, Eni sta portando avanti un arbitrato proposto nel 2020 presso l'ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset. Eni ritiene di avere delle solide argomentazioni a tutela delle proprie pretese e su questa base ha confermato il valore di libro dell'asset.

Tale tenuta è confermata anche nella stima del valore recuperabile nella prospettiva di utilizzo economico assumendone la conversione/sviluppo, la rischiatura al WACC paese e l'assunzione di ulteriori ritardi nell'avvio delle attività. In caso di espresso diniego alla conversione da parte delle Autorità nigeriane o altra azione che lascia presupporre un esproprio del

titolo, sarà considerata in sede di redazione delle prossime informazioni finanziarie la riclassificazione dell'asset in una voce dedicata e la valorizzazione del diritto di natura risarcitoria.

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 31.12.2022	6.862	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2022	2.416	
Valore netto al 31.12.2022	4.446	4.951
Incrementi	348	348
Decrementi		(475)
Ammortamenti (*)	(469)	
Svalutazioni nette	(2)	
Differenze di cambio da conversione	(40)	(44)
Variazione dell'area di consolidamento	8	8
Altre variazioni	(58)	(62)
Valore netto al 30.06.2023	4.233	4.726
Valore lordo al 30.06.2023	6.951	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2023	2.718	

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

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €4.233 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.491 milioni (€2.653 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 17 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Sustainable Mobility, Refining e Chimica per €804 milioni (€800 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €519 milioni (€548 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

La passività per beni in leasing è riferibile per €479 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2022) 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 €853 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2022).

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

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

11 Attività immateriali

(€ milioni)	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
Valore lordo al 31.12.2022	6.939			
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2022	4.576			
Valore netto al 31.12.2022	2.363	3.138	24	5.525
Investimenti	125			125
Ammortamenti	(167)			(167)
Svalutazioni	(6)			(6)
Variazione dell'area di consolidamento	42	6		48
Differenze di cambio da conversione	(10)			(10)
Altre variazioni	(16)			(16)
Valore netto al 30.06.2023	2.331	3.144	24	5.499
Valore lordo al 30.06.2023	7.125			
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2023	4.794			

Gli investimenti di €125 milioni (€121 milioni nel primo semestre 2022) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Plenitude per €75 milioni (€60 milioni nel primo semestre 2022).

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

(€ milioni)	30.06.2023	31.12.2022
Diritti esplorativi proved	98	104
Diritti esplorativi unproved	691	689
789	793	

Il saldo finale della voce goodwill è esposto al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.657 milioni. Nel semestre non sono state rilevate svalutazioni dei goodwill iscritti in bilancio, nonostante la flessione dei prezzi dell'energia elettrica che ha riguardato il settore delle rinnovabili.

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

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 2022 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).

L'analisi degli impairment indicators rispetto a dicembre riflette lo scenario di riferimento che nel primo semestre non ha registrato modifiche sostanziali, tali da alterare la view del management sull'andamento dei prezzi delle commodity energetiche di lungo termine.

Il prezzo del petrolio Brent dopo la fase ininterrotta di correzione in atto dal secondo semestre 2022 (-30% relativa ai valori medi semestre 2023 verso semestre 2022 da \$108/bbl a \$80/bbl), ha trovato un floor nella parte finale del semestre a seguito dell'annuncio da parte dell'OPEC+ di estendere l'accordo di produzione vigente, che prevedeva tagli volontari alla produzione, al fine di sostenere i prezzi del petrolio, nonché grazie alla decisione unilaterale dell'Arabia Saudita nel meeting di giugno di ridurre la produzione di 1 milione di barili/giorno nel mese di luglio con possibile estensione. Le iniziative dell'OPEC+ hanno evidenziato l'impegno dell'alleanza nel bilanciare l'offerta di petrolio e mantenere la stabilità dei prezzi. La flessione del prezzo a breve/medio termine era stata anticipata nei piani aziendali; resta confermato il lungo termine (80 \$/bbl real terms 2026).

Il blocco delle importazioni di greggio e prodotti petroliferi dalla Russia ad opera dell'Unione Europea e del G7 ha avuto un impatto sui flussi internazionali, senza però determinare una contrazione dell'offerta.

Il prezzo del gas naturale ha registrato una flessione molto più accentuata di quella del petrolio, in particolare in Europa (-60% relativa ai valori medi) a causa dell'eccesso d'offerta dovuto sia a fattori contingenti (temperature miti, livello degli

stoccaggi), sia a fattori strutturali quali la ripresa delle produzioni e delle esportazioni via LNG negli Stati Uniti, il calo della domanda dovuto al rallentamento della produzione industriale e alle misure di risparmio energetico e la delocalizzazione delle industrie energivore. Tali dinamiche, in parte scontate nelle previsioni Eni dei prezzi del gas a lungo termine, hanno registrato un inatteso trend nel breve medio termine.

L'andamento dello scenario di raffinazione e della chimica è in linea con i piani aziendali.

Non si rilevano dunque impairment indicators rilevanti ai fini delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse della relazione semestrale, ad eccezione del prezzo spot del gas naturale nei mercati europei, che costituisce il principale driver di valore delle CGU di estrazione del gas localizzate in Italia e UK. L'impairment test eseguito su tali CGU ha evidenziato una svalutazione di circa €170 milioni relativi a un asset minerario a gas in Italia.

Nel business della raffinazione dove i valori di libro erano stati azzerati in esercizi passati in relazione ai fattori di debolezza strutturale del settore, non oggetto di reversal, le svalutazioni del periodo hanno riguardato capitalizzazioni di investimenti di stay-in-business (€171 milioni) nelle CGU svalutate. Non sono stati rilevati indicatori di perdita di valore nei settori della bioraffinazione e della commercializzazione di prodotti petroliferi, come confermato dal positivo andamento gestionale. Il business chimica risente dello scenario atteso e registra un indebolimento di redditività già scontato nelle valutazioni del bilancio annuale. Infine, è stata registrata una svalutazione per allineamento al fair value di un pool di asset in dismissione in Congo (circa €40 milioni).

13 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Valore al 31.12.2022	12.092
Acquisizioni e sottoscrizioni	1.119
Valutazione al patrimonio netto	678
Decremento per dividendi	(1.263)
Differenze di cambio	(280)
Altre variazioni	676
Valore al 30.06.2023	13.022

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €880 milioni l'acquisizione da PBF Energy Inc del 50% del capitale di St. Bernard Renewables LLC bioraffineria oggi in fase di espansione nell'area della raffineria di Chalmette, in Louisiana (Stati Uniti d'America), con l'obiettivo di una capacità di trattamento di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materia prima vegetale per la produzione di olio vegetale idrotrattato "HVO" per biocarburanti; (ii) per €64 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Qatar Liquefied Gas Company Limited (9) (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 €42 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; (iv) per €23 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Coral FLNG SA (Eni 25%) proprietaria dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'Area 4 in Mozambico.

La valutazione al patrimonio netto è riferita essenzialmente: (i) ai proventi su Azule Energy Holdings Ltd di €293 milioni; (ii) ai proventi su Vår Energi ASA per €171 milioni; (iii) ai proventi su Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €160 milioni; (iv) ai proventi su ADNOC Global Trading Ltd per €66 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per €540 milioni alla Azule Energy Holdings Ltd, per €328 milioni alla Vår Energi ASA, per €277 milioni alla Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER), e per €92 milioni alla ADNOC Global Trading Ltd.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale della joint venture SeaCorridor Srl (quota Eni 50,1%) per €575 milioni a seguito della business combination che ha comportato la cessione a Snam del 49,9% delle società Eni attive nella gestione del trasporto del gas naturale dall'Algeria mediante i gasdotti TPPC e TMPC.

Al 30 giugno 2023 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	622.476.192	1.573.713.749
% di partecipazione	31,20	63,04
Prezzo delle azioni	(€)	1.275
Valore di mercato	(€ milioni)	2.495
Valore di libro	(€ milioni)	3.926
	670	529

Al 30 giugno 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di €124 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata.

Al 30 giugno 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di €3.397 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2023 include Azule Energy Holdings Ltd per €4.744 milioni, Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €2.343 milioni, St. Bernard Renewables LLC per €880 milioni, Saipem SpA per €670 milioni, SeaCorridor Srl per €596 milioni, Vår Energi ASA per €529 milioni, Cardón IV SA per €468 milioni, Vårgrønn AS per €413 milioni, Qatar Liquefied Gas Company Limited (9) per €358 milioni, Coral FLNG SA per €336 milioni, Mozambique Rovuma Venture SpA per €315 milioni, Novamont SpA per €250 milioni e ADNOC Global Trading Ltd per €130 milioni.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2022	1.202
Acquisizioni e sottoscrizioni	63
Valutazione al fair value con effetto a OCI	15
Differenze di cambio	(12)
Altre variazioni	(3)
Valore al 30.06.2023	1.265

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie in entità non quotate strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2022.

Il valore di libro al 30 giugno 2023 include la Nigeria LNG Ltd per €657 milioni e la Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €108 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 2023 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2023" che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2023		31.12.2022	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	19	1.986	11	1.911
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	8		8	
	27	1.986	19	1.911
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	822		1.485	
	849	1.986	1.504	1.911
Titoli strumentali all'attività operativa		57		56
	849	2.043	1.504	1.967

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €391 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2022).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration

& Production (€1.906 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 finanziarie. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.233 milioni (€1.187 milioni al 31 dicembre 2022), 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; (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €383 milioni (€356 milioni al 31 dicembre 2022), 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 corrente ammonta a €1.986 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,2% e 6,2% (1,8% e 5,1% al 31 dicembre 2022).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €739 milioni (€1.266 milioni al 31 dicembre 2022) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

Il fair value dei titoli ammonta a €55 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)	30.06.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	11.122	19.527
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	608	606
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.913	2.561
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.179	1.235
Debiti verso altri	1.644	1.780
	17.466	25.709

Il decremento dei debiti commerciali di €8.405 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €7.534 milioni e Sustainable Mobility, Refining e Chimica per €800 milioni e risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei debiti.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €224 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €191 milioni (€284 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €114 milioni (€100 milioni al 31 dicembre 2022).

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)	30.06.2023				31.12.2022			
	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	2.054	1.039	1.449	4.542	3.645	851	1.999	6.495
Obbligazioni ordinarie		2.894	16.751	19.645		2.140	16.372	18.512
Obbligazioni Sustainability-Linked			3.746	3.746		2	996	998
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	20			20	34			34
Altri finanziatori	536	151	97	784	767	104	7	878
	2.610	4.084	22.043	28.737	4.446	3.097	19.374	26.917

L'incremento delle passività finanziarie di €1.820 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società

finanziarie del Gruppo.

Al 30 giugno 2023 le passività finanziarie con banche comprendono per €1.300 milioni 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 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 2023 il programma risulta utilizzato per €17,8 miliardi.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.153 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.492 milioni.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.622 milioni. Nel corso del primo semestre 2023 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per €1.245 milioni.

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 (%)					
					da	a	da	a				
Società emittente												
<i>Euro Medium Term Notes</i>												
Eni SpA	1.250	(5)	1.245	EUR	2033		4,250					
Eni SpA	1.200	37	1.237	EUR	2025		3,750					
Eni SpA	1.000	32	1.032	EUR	2023		3,250					
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR	2029		3,625					
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR	2026		1,500					
Eni SpA	1.000		1.000	EUR	2031		2,000					
Eni SpA	1.000		1.000	EUR	2030		0,625					
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR	2026		1,250					
Eni SpA	900	3	903	EUR	2024		0,625					
Eni SpA	800	(4)	796	EUR	2028		1,625					
Eni SpA	750	5	755	EUR	2024		1,750					
Eni SpA	750	2	752	EUR	2027		1,500					
Eni SpA	750	1	751	EUR	2034		1,000					
Eni SpA	650	1	651	EUR	2025		1,000					
Eni SpA	600	1	601	EUR	2028		1,125					
Eni Finance International SA	1.612	8	1.620	USD	2026	2027		variabile				
Eni Finance International SA	795	3	798	EUR	2025	2043	1,275	5,441				
	16.057	96	16.153									
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>												
Eni SpA	921	11	932	USD	2023		4,000					
Eni SpA	921	6	927	USD	2028		4,750					
Eni SpA	921	1	922	USD	2029		4,250					
Eni SpA	323	1	324	USD	2040		5,700					
Eni USA Inc	369		369	USD	2027		7,300					
Eni Plenitude Wind 2022 SpA	18		18	EUR	2031		variabile					
	3.473	19	3.492									
	19.530	115	19.645									

Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked di Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disagio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA - Retail	2.000	(2)	1.998	EUR	2028	4,300
Eni SpA - Euro Medium Term Notes	1.000	(3)	997	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Euro Medium Term Notes	750	1	751	EUR	2027	3,625
	3.750	(4)	3.746			

Nel corso del primo semestre 2023, Eni SpA ha emesso 2 prestiti obbligazionari le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, il primo destinato ad un pubblico retail di €2.000 milioni e il secondo nell'ambito del programma Euro medium Term Notes di €750 milioni, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 5,2 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti al 31 dicembre 2025; (ii) capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Eni, inoltre, ha in essere un sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Al 30 giugno 2023 Eni dispone di linee di credito committed di €8.078 milioni. 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)	30.06.2023	31.12.2022
Linee di credito sustainability-linked a lungo comprensive delle quote a breve non utilizzate	7.950	8.100
Altre linee di credito a lungo non utilizzate		2
Altre linee di credito a lungo utilizzate		70
Linee di credito a lungo termine	7.950	8.172
Altre linee di credito a breve non utilizzate	26	43
Altre linee di credito a breve utilizzate	102	83
Linee di credito a breve termine	128	126
	8.078	8.298

Al 30 giugno 2023 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)	30.06.2023	31.12.2022
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	22.292	18.167
Banche	2.375	2.733
Altri finanziatori	249	111
	24.916	21.011

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 2,2% e 6,2% (1,8% e 5,1% al 31 dicembre 2022).

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 31.12.2022	22.471	4.446	4.951	31.868
Variazioni monetarie	3.541	(2.113)	(475)	953
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(45)	(8)	(49)	(102)
Variazione area di consolidamento		148	8	156
Altre variazioni non monetarie	160	137	291	588
Valore al 30.06.2023	26.127	2.610	4.726	33.463

La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Global Gas & LNG Portfolio per €147 milioni e alla linea di business Plenitude per €8 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €348 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €217 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)	30.06.2023	31.12.2022
A. Disponibilità liquide	2.957	3.351
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	8.460	6.804
C. Altre attività finanziarie correnti	9.105	9.736
D. Liquidità (A+B+C)	20.522	19.891
E. Debito finanziario corrente	5.504	6.588
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.043	1.839
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	7.547	8.427
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(12.975)	(11.464)
I. Debito finanziario non corrente	5.419	6.073
J. Strumenti di debito	20.497	17.368
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	25.916	23.441
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	12.941	11.977

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €212 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.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €853 milioni e €3.873 milioni (rispettivamente €884 milioni e €4.067 milioni al 31 dicembre 2022) di cui €479 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2022) 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.

18 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
Valore al 31.12.2022	15.267
Accantonamenti	633
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	305
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	151
Utilizzi a fronte oneri	(817)
Rilasci per esuberanza	(120)
Differenze cambio da conversione	(74)
Altre variazioni	(147)
Valore al 30.06.2023	15.198

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

L'incremento della rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project è riferito al settore Exploration & Production ed è dovuto all'incremento delle stime dei costi di abbandono, dell'avvio di nuovi progetti e al decremento dei tassi di attualizzazione.

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

I rilasci per esuberanza sono riferiti principalmente al settore Global Gas & LNG Portfolio e derivano da meccanismi contrattuali di aggiornamento, rinegoziazioni e accordi relativi a periodi precedenti che sono tipici del settore di attività.

19 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	30.06.2023	31.12.2022
Passività per imposte differite lorde	8.887	9.315
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.322)	(4.221)
Passività per imposte differite	5.565	5.094
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.831	8.790
Passività per imposte differite compensabili	(3.322)	(4.221)
Attività per imposte anticipate	4.509	4.569

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 31.12.2022	9.315	(14.960)	6.170	(8.790)
Variazioni di periodo	(804)	837	207	1.044
Variazioni con effetto ad OCI	201	(17)		(17)
Differenze di cambio da conversione	(111)	104	(35)	69
Altre variazioni	286	(181)	44	(137)
Valore al 30.06.2023	8.887	(14.217)	6.386	(7.831)

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

20 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2023			31.12.2022		
	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	48	22	2	110	132	2
- Interest currency swap		131	2	1	144	2
- Outright		9	2	3	12	2
	48	162		114	288	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	73	56	2	137	58	2
	73	56		137	58	
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	3.362	3.083	2	9.571	8.663	2
- Future	3.513	2.781	1	6.886	5.764	1
- Opzioni	4	5	1		2	1
- Altro		15	2		80	2
	6.879	5.884		16.457	14.509	
	7.000	6.102		16.708	14.855	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	41	54	2			
- Future		5	1	339	192	1
	41	59		339	192	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	24		2	21		2
	24			21		
		65	59		360	192
Opzioni						
- Altre opzioni		44	3		144	3
		44			144	
Totale contratti derivati lordi	7.065	6.205		17.068	15.191	
Compensazione	(2.781)	(2.781)		(5.863)	(5.863)	
Totale contratti derivati netti	4.284	3.424		11.205	9.328	
Di cui:						
- correnti	4.217	3.186		11.076	9.042	
- non correnti	67	238		129	286	

Nel 2021 Eni ha sottoscritto interest rate swap e cross currency 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 2023 il fair value di tali contratti è attivo per €29 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 2023 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 2023	I semestre 2022
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		19
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	41	(793)
	41	(774)

Effetti rilevati tra gli altri proventi (oneri) finanziari

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

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Strumenti finanziari derivati su valute	(20)	(139)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	8	49
Opzioni		2
	(12)	(88)

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 €391 milioni e €213 milioni, riguardano principalmente alcuni permessi petroliferi in produzione in Congo e la società esplorativa Eni Gabon SA.

Nel corso del primo semestre 2023 sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2022 relative: (i) alla cessione a Snam del 49,9% delle partecipazioni nelle società che gestiscono i diritti di trasporto dei gasdotti TPPC/Transmed che collegano l'Algeria all'Italia attraverso la Tunisia e il Mar Mediterraneo per il corrispettivo di €405 milioni, l'iscrizione di un credito per attività di disinvestimento di €168 milioni, realizzando una plusvalenza di €415 milioni comprensiva del realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €7 milioni e una plusvalenza da adeguamento al fair value di €409 milioni; (ii) alla cessione di partecipazioni con un incasso di €35 milioni e una plusvalenza di €2 milioni.

22 Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	30.06.2023	31.12.2022
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.429	23.455
Riserva per differenze cambio da conversione	6.570	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	974	2.937
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	152	(342)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(58)	(58)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	110	46
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	68	53
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(974)	(2.937)
Utile netto	2.682	13.887
	55.107	54.759

Capitale sociale

Al 30 giugno 2023, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2022) ed è rappresentato da n. 3.375.937.893 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.571.487.977 azioni ordinarie al 31 dicembre 2022).

Il 10 maggio 2023, 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 2023, stabilito in €0,94 per azione da regalarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2023 (€0,24 per azione), novembre 2023 (€0,23 per azione), marzo 2024 (€0,24 per azione), e maggio 2024 (€0,23 per azione); (ii) l'annullamento di n. 195.550.084 azioni proprie, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €2.400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'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 al 30 aprile 2024, all'acquisto massimo di un numero di 337.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi, di cui: a) fino a massimo n. 275.000.000 azioni per l'acquisto di azioni proprie finalizzato alla remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo n. 62.000.000 azioni per la costituzione del c.d. magazzino titoli. In esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2023 sono state acquistate n. 33.615.434 azioni proprie per un controvalore complessivo di €437 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 2022).

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €974 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022) e sono rappresentate da n. 64.163.184 azioni ordinarie Eni (226.097.834 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2022) possedute da Eni SpA.

Nel primo semestre 2023, sono state acquistate n. 33.615.434 azioni proprie per un controvalore complessivo di €437 milioni e sono state cancellate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni.

23 Altre informazioni

Informazioni supplementari del rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisite		
Attività correnti	187	3
Attività non correnti	726	276
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	15	(86)
Passività correnti e non correnti	(275)	(6)
Effetto netto degli investimenti	653	187
Interessenza di terzi	(2)	(15)
Totale prezzo di acquisto	651	172
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(23)	(2)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	628	170
 Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti		
Attività correnti	130	5
Attività non correnti	153	1
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	172	7
Passività correnti e non correnti	(124)	(4)
Effetto netto dei disinvestimenti	331	9
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	2
Totale prezzo di vendita	405	11
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>	(25)	(7)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	380	4

Il 30 gennaio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico di Kellam, da 81 MW, situato nel nord del Texas per il corrispettivo di €37 milioni con l'acquisizione di disponibilità liquide e equivalenti di €1 milione. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie senza rilevazione di goodwill. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 9 febbraio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Maristella Directorship SLU titolare di un progetto di energia solare della capacità di 90 MWp per il corrispettivo di €5 milioni allocati alla voce di bilancio "Immobilizzazioni in corso". L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 28 febbraio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione delle attività di BP in Algeria riguardanti gli asset di "In Amenas" (Eni In Amenas Ltd) e "In Salah" (Eni In Salah Ltd), operati congiuntamente con Sonatrach e Equinor per il corrispettivo di €476 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva e senza rilevazione di goodwill. L'acquisizione riguarda il settore Exploration & Production.

L'11 maggio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di 2 società spagnole (Wind Hero SLU e Wind Grower SLU) titolari

ciascuna di un progetto di energia solare della capacità di 50 MW per il corrispettivo di €8 milioni, di cui €4 milioni versati in acconto nel 2022, allocati alla voce di bilancio "Immobilizzazioni in corso". L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 21 giugno 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di due società spagnole (HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU) che detengono due asset fotovoltaici operativi con capacità complessiva di 96 MWp per il corrispettivo di €118 milioni con l'acquisizione di disponibilità liquide e equivalenti di €22 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill di €5 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

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 2022.

Nell'ambito dei rapporti di fornitura di gas naturale di lungo termine con la società russa Gazprom, nel primo semestre 2023 le forniture a Eni si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni, avendo adempiuto ai propri impegni contrattuali, prevede che tale situazione si protrarrà anche nel secondo semestre data anche l'invarianza del contesto esterno.

Gestione dei rischi finanziari

Per la gestione dei rischi finanziari si fa rinvio a quanto riportato nella Relazione Finanziaria Annuale 2022.

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

Rischio di mercato

Al 30 giugno 2023 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- invariato rispetto al 31 dicembre 2022.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel primo semestre 2023 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2022) 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; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	I semestre 2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	7,26	1,79	3,28	3,04	9,05	2,61	5,19	3,22
Tasso di cambio ^(a)	0,62	0,06	0,24	0,09	0,95	0,09	0,29	0,34

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA.

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

(€ milioni)	I semestre 2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	257,89	29,61	82,16	43,59	800,39	30,65	261,41	30,65
Trading ^(b)	1,42	0,05	0,40	0,54	1,63	0,01	0,36	0,04

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

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

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

(€ milioni)	I semestre 2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,22	0,13	0,16	0,21	0,30	0,16	0,23	0,16

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

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

(\$ milioni)	I semestre 2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(a)	0,07	0,04	0,06	0,06	0,13	0,04	0,08	0,04

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

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 2023 il programma risulta utilizzato per circa €17,8 miliardi (di cui Eni SpA per €15,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Negative per il debito a lungo 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. Non ci sono state variazioni nel corso del primo semestre 2023.

Al 30 giugno 2023, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €6.002 milioni. Le linee di credito committed totali sono pari a €8.078 milioni (€7.950 milioni in capo a Eni SpA) di cui non utilizzate per €7.950 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, 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						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Passività finanziarie	5.407	2.329	2.603	3.611	2.269	12.410	28.629
Passività per beni in leasing	550	604	482	385	355	2.320	4.696
Passività per strumenti finanziari derivati	3.180	13	43	55		133	3.424
	9.137	2.946	3.128	4.051	2.624	14.863	36.749
Interessi su debiti finanziari	363	682	640	542	428	1.115	3.770
Interessi su passività per beni in leasing	124	216	188	167	148	697	1.540
	487	898	828	709	576	1.812	5.310
Garanzie finanziarie	1.642						1.642

La passività per beni in leasing comprensiva della quota interessi è riferibile per €723 milioni 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		
	2023	Oltre	Totale
Debiti commerciali	11.122		11.122
Altri debiti e anticipi	6.344	168	6.512
	17.466	168	17.634

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 2023 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						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	393	566	362	380	530	11.703	13.934
Costi relativi a fondi ambientali	418	587	423	306	335	1.517	3.586
Impegni di acquisto ^(b)	13.026	20.955	17.939	14.699	11.318	55.406	133.343
- Gas							
Take-or-pay	10.872	19.940	17.385	14.368	11.116	55.333	129.014
Ship or pay	855	553	485	318	193	44	2.448
- Altri impegni di acquisto	1.299	462	69	13	9	29	1.881
Totale	13.837	22.108	18.724	15.385	12.183	68.626	150.863

(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.

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
30.06.2023			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	17.766	2.921	14.845
Altre attività correnti	8.964	2.779	6.185
Altre attività non correnti	2.367	2	2.365
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	20.387	2.921	17.466
Altre passività correnti	9.585	2.779	6.806
Altre passività non correnti	3.412	2	3.410
31.12.2022			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	23.546	2.706	20.840
Altre attività correnti	18.684	5.863	12.821
Altre attività non correnti	2.236		2.236
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	28.415	2.706	25.709
Altre passività correnti	18.336	5.863	12.473
Altre passività correnti	3.234		3.234

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per € 2.837 milioni (€ 2.651 milioni al 31 dicembre 2022); crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per € 84 milioni (€ 55 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per € 2.781 milioni (€ 5.863 milioni al 31 dicembre 2022).

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 2023 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 2022 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.

Per quanto riguarda gli sviluppi registrati nel semestre si segnala:

- in relazione al procedimento penale sul funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres, la pronuncia da parte della Corte di Cassazione di una sentenza di conferma della condanna a un anno di reclusione per il reato di disastro innominato colposo nei confronti di un ex dirigente e due ex dipendenti di Eni Rewind, rimandando al Giudice civile la quantificazione dei danni da risarcire a beneficio delle ricorrenti parti civili.
- in relazione alla complessa vicenda della bonifica del sito di Cengio e del contenzioso in essere con il MATTM riguardo il presunto danno ambientale, sono in corso interlocuzioni su impulso dell'Autorità giudiziaria tra la società dell'Eni che gestisce le attività di bonifica e il Ministero per la ricerca di un accordo transattivo.
- nell'ambito del procedimento Climate Change, innanzi alle Corti dello Stato della California per il risarcimento di presunti danni ambientali, la Corte Suprema ha confermato la giurisdizione delle Corti californiane; le società petrolifere convenute potranno richiedere la riunione dei procedimenti presso un'unica corte. Nel frattempo, Eni ha presentato ricorso presso ciascuna corte, contestando la giurisdizione sulla base del presupposto dell'assenza di contatti rilevanti con la California e che pertanto vi sia una carenza di c.d. "*personal jurisdiction*".
- in relazione all'indagine sanitaria riguardante il Centro Olio Val d'Agri (COVA), il procedimento è stato archiviato sulla base della decisione del Giudice per le Indagini Preliminari.
- in relazione a diversi procedimenti penali sulla presunta evasione del versamento delle accise sui carburanti, riuniti in un unico procedimento presso la Procura di Roma, è intervenuta nel 2023 sentenza definitiva di proscioglimento, che chiude il procedimento senza alcuna conseguenza per la Società. Le controversie di natura fiscale sono state definite mediante un accordo transattivo nel 2019.
- in relazione al procedimento penale 12333/2017 promosso dalla Procura della Repubblica di Milano, la direzione ritiene che tale procedimento non rappresenti più alcun rischio per la Società, a seguito dei recenti sviluppi di natura penale.

Rispetto alla chiusura della Relazione Finanziaria Annuale 2022 e la presente Relazione Semestrale, la Società è divenuta parte dei seguenti nuovi contenziosi:

(i) Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi – Procura di Pavia. È in corso un procedimento penale per presunti reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica in relazione agli scarichi della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, sulla base dei rilievi fatti dall'ARPA sullo stato di contaminazione di un canale limitrofo nel quale scarica la raffineria. Risultano indagati alcuni direttori pro-tempore della raffineria, nonché Eni SpA quale ente indagato ex D.Lgs. n. 231/2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale.

Nel corso delle indagini è stato acquisito dalla Procura della Repubblica di Pavia vario materiale documentale e informatico, fino al 23 maggio 2023 in cui la Procura ha disposto il sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della raffineria e di alcuni canali di servizio, al fine di eseguire degli accertamenti tecnici riguardanti il depuratore.

Allo stato, gli accertamenti tecnici irripetibili disposti dalla Procura sono in corso di svolgimento e il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

(ii) Eni SpA - Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo. È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi.

La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti tecnici di eseguire gli accertamenti tecnici in situ al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza dei serbatoi. A esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. n. 231/01.

Successivamente, il Pubblico Ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio, a seguito della quale è stata fissata l'udienza preliminare per il 21 marzo 2024.

(iii) Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri - Contenzioso climatico. Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e Cassa Depositi e Prestiti innanzi al Tribunale Civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45% entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. Nell'atto di citazione

vengono altresì contestati una serie di presunti reati ambientali (non sempre connessi al cambiamento climatico) dovuti alla condotta illecita asseritamente dolosa di Eni senza tuttavia tradurre predette contestazioni in specifiche richieste risarcitorie/rimedi.

Il termine per la costituzione in giudizio di Eni scadrà il 21 settembre 2023 mentre l'udienza di comparizione delle parti è prevista per il 30 novembre 2023.

25 Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
I semestre 2023						
Ricavi da clienti terzi	5.374	9.523	24.403	7.385	91	46.776
Ricavi per area geografica:						
Italia	7	4.143	7.955	5.124	36	17.265
Resto dell'Unione Europea		2.560	4.385	2.239	2	9.186
Resto dell'Europa	21	2.267	6.840		11	9.139
Americhe	140		3.179	12	5	3.336
Asia	889	553	1.989	10	11	3.452
Africa	4.293		54		26	4.373
Altre aree	24		1			25
	5.374	9.523	24.403	7.385	91	46.776
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.835		9.862			11.697
- Vendita prodotti petroliferi	505		11.466			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				3.781		3.781
- Vendita altri prodotti	27	117	192	80	1	417
- Servizi	112	109	486	697	90	1.494
	5.374	9.523	24.403	7.385	91	46.776
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.186	9.479	24.371	7.385	86	46.507
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	188	44	32		5	269
I semestre 2022						
Ricavi da clienti terzi	6.194	18.568	29.389	9.442	92	63.685
Ricavi per area geografica:						
Italia	298	9.784	9.454	7.143	34	26.713
Resto dell'Unione Europea		3.789	8.119	2.287	1	14.196
Resto dell'Europa	22	3.857	6.666		18	10.563
Americhe	153		3.057	4	6	3.220
Asia	1.016	1.094	2.035	8	9	4.162
Africa	4.662	44	56		24	4.786
Altre aree	43		2			45
	6.194	18.568	29.389	9.442	92	63.685
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	2.776		10.273			13.049
- Vendita prodotti petroliferi	554		14.518			15.072
- Vendita gas naturale e GNL	2.758	18.346	30	3.153		24.287
- Vendita prodotti petrolchimici			3.767		3	3.770
- Vendita di energia elettrica				5.306		5.306
- Vendita altri prodotti	26	17	221	114	1	379
- Servizi	80	205	580	869	88	1.822
	6.194	18.568	29.389	9.442	92	63.685
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	6.046	18.486	29.250	9.343	29	63.154
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	148	82	139	99	63	531

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 2023	I semestre 2022
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	29.906	39.406
Costi per servizi	5.445	5.331
Costi per godimento di beni di terzi	713	868
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	485	479
Altri oneri	740	894
	37.289	46.978
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(182)	(96)
	37.107	46.882

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 €119 milioni (€105 milioni nel primo semestre 2022).

Costo lavoro

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Costo lavoro	1.605	1.605
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(65)	(57)
	1.540	1.548

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

27 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.196	3.456
Oneri finanziari	(3.552)	(3.805)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	125	(91)
Strumenti finanziari derivati	(12)	(88)
	(243)	(528)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(315)	(241)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	113	(91)
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	12	
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(111)	(59)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(125)	(171)
Interessi attivi verso banche	161	5
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	6	8
	(259)	(549)
Differenze attive (passive) di cambio	104	180
Strumenti finanziari derivati	(12)	(88)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	32	13
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	65	47
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(151)	(70)
Altri proventi (oneri) finanziari	(22)	(61)
	(76)	(71)
	(243)	(528)

(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 2023	I semestre 2022
Dividendi	92	151
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	418	434
Altri proventi (oneri) netti	405	74
	915	659

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €60 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €19 milioni (rispettivamente, €113 milioni e €20 milioni nel primo semestrale 2022).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €415 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione a Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €7 milioni.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €409 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della quota restante del 50,1% del capitale della SeaCorridor Srl.

29 Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2023	I semestre 2022
Imposte correnti	2.677	4.264
Imposte differite nette	240	631
	2.917	4.895

La riduzione del carico fiscale è attribuibile al trend discendente dell'utile ante imposte ed è stato in parte compensato dallo stanziamento effettuato per la "UK Energy Profit Levy".

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 2023 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 2020-2022.

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, 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 2023	I semestre 2022
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.341.682.517	3.538.314.183
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario	6.333.751	5.771.663
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.348.016.268	3.544.085.846
 Utile netto di competenza Eni	 (€ milioni)	 2.682
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(54)
Utile netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	2.628
 Utile per azione semplice	 (ammontari in € per azione)	 0,79
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,78
		2,08
		2,07

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 impegnata su due Direzioni Generali:

- la Direzione Generale Natural Resources ha 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 e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂.
- la Direzione Generale Energy Evolution ha 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, della Chimica, del Retail Gas &

Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Plenitude 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 dei principi contabili applicabili che regolano l'informativa per settore di attività, la segment information di Eni al 30 giugno 2023 è articolata nei seguenti reportable segment:

- **Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.
- **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.
- **Sustainable Mobility, Refining e Chimica:** attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti tradizionali e bio e prodotti chimici da idrocarburi e fonti rinnovabili/riciclo; sono pertanto incluse all'interno del settore anche le attività di Eni Sustainable Mobility che, per effetto del conferimento operato, a partire dal 1° gennaio 2023 gestisce le attività connesse alla mobilità sostenibile ed in particolare le attività di bioraffinazione, di commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, tra cui i carburanti anche di natura biologica e il biometano, le ricariche elettriche nelle stazioni di servizio e l'idrogeno, i bitumi, lubrificanti e combustibili in genere, nonché l'offerta dei servizi connessi alla mobilità come il car sharing Enjoy, la ristorazione e in generale i servizi presenti nei punti vendita. Inoltre, sono inseriti nel settore anche i risultati del business Chimica che presenta similarità in termini di processi industriali e di ritorni economici alle attività di raffinazione tradizionale. 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.
- **Plenitude & Power:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
- **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.

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

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
I semestre 2023							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	11.559	11.688	24.620	7.724	935		
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.185)	(2.165)	(217)	(339)	(844)		
Ricavi da terzi	5.374	9.523	24.403	7.385	91		46.776
Risultato operativo	4.514	814	(575)	(311)	(431)	264	4.275
I semestre 2022							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	16.196	22.837	29.685	9.967	860		
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.002)	(4.269)	(296)	(525)	(768)		
Ricavi da terzi	6.194	18.568	29.389	9.442	92		63.685
Risultato operativo	9.123	(2.060)	2.279	2.613	(419)	(214)	11.322

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Sustainable Mobility, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2023							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	61.820	5.020	14.340	11.596	1.544	(362)	93.958
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							46.462
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.685	4.219	9.142	4.613	4.739	(222)	40.176
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							44.716
31.12.2022							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.473	12.282	14.925	11.987	1.491	(472)	100.686
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							51.444
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.385	12.572	9.011	4.787	4.416	(68)	48.103
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							48.797

(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:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) 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;
- (d) 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 2023" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

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

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022			I semestre 2022		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co	17	71				107	
Angola LNG Ltd						78	
Coral FLNG SA	10		1.378		6		
Gruppo Azule	320	517	3.268				
Gruppo Saipem	3	195	9		3	42	
Gruppo Vågrønn			1.259				
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	251				590	
Mellitah Oil & Gas BV	58	144			3	99	
Petrobel Belayim Petroleum Co	33	595				417	
Società Oleodotti Meridionali SpA	6	433			8	6	
Société Centrale Electrique du Congo SA	47				33		
Vår Energi ASA	58	722	2.378		49	1.918	(168)
Altre (*)	127	76	9		81	173	
	706	3.004	8.301		183	3.430	(168)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd			190				
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	139	4	1		8		
Altre	8	10	11		6	8	
	147	14	202		14	8	
	853	3.018	8.503		197	3.438	(168)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	438	264			57	194	399
Gruppo Italgas	218	8			2	244	
Gruppo Snam	763	25			449	506	
Gruppo Terna	119	159			242	269	(2)
GSE - Gestore Servizi Energetici	207	225			2.529	1.661	1.136
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3				60		
Altre (*)	14	82			16	54	
	1.762	763			3.355	2.928	1.533
Altri soggetti correlati							
Groupement Sonatrach - Eni «GSE»	179	114			17	164	
Totale	2.794	3.897	8.503		3.569	6.545	1.365

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

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

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE», e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- il credito per attività di disinvestimento legato all'operazione di Business Combination, l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO dal 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 Vågrønn a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas 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, comprensive delle agevolazioni tariffarie riconosciute alla clientela e rimborsate dai distributori, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, 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 D.Lgs. 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 €10 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	30.06.2023			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	383						2
Coral South FLNG DMCC			1.474				
Gruppo Saipem		106					3
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.233	50			49	1	
Altre (*)	79	29	1		20	8	1
	1.695	185	1.475		69	14	1
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Altre	8	39					
	8	39					
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		56					1
Gruppo Snam							408
Altre	4	25					1
	4	81					409
Totale	1.707	305	1.475		69	17	410

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

Denominazione	Denominazione	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti (€ milioni)	31.12.2022		I semestre 2022	
			Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA		356				57
Coral South FLNG DMCC				1.499		1
Gruppo Saipem			100		14	1
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.187	57		22	8
Altre (*)		96	28	2	29	11
		1.639	185	1.501	65	78
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		8	31		1	1
		8	31		1	1
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel			176			
Altre		10	40			
		10	216			
Totale		1.657	432	1.501	66	79

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

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

- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- 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;
- la plusvalenza da cessione al gruppo Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl.

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)	30.06.2023			31.12.2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	11.417	4	0,04	10.155	10	0,10
Altre attività finanziarie correnti	849	17	2,00	1.504	16	1,06
Crediti commerciali e altri crediti	14.845	1.812	12,21	20.840	2.427	11,65
Altre attività correnti	6.185	118	1,91	12.821	341	2,66
Altre attività finanziarie non correnti	2.043	1.686	82,53	1.967	1.631	82,92
Altre attività non correnti	2.365	24	1,01	2.236	26	1,16
Passività finanziarie a breve termine	2.610	143	5,48	4.446	307	6,91
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.084	24	0,59	3.097	36	1,16
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	853	31	3,63	884	35	3,96
Debiti commerciali e altri debiti	17.466	2.811	16,09	25.709	3.203	12,46
Altre passività correnti	6.806	124	1,82	12.473	232	1,86
Passività finanziarie a lungo termine	22.043	96	0,44	19.374	26	0,13
Passività per beni in leasing a lungo termine	3.873	11	0,28	4.067	28	0,69
Altre passività non correnti	3.410	474	13,90	3.234	462	14,29

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

(€ milioni)	I semestre 2023			I semestre 2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	46.776	2.283	4,88	63.685	3.497	5,49
Altri ricavi e proventi	414	73	17,63	618	72	11,65
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(37.107)	(7.349)	19,80	(46.882)	(6.536)	13,94
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(60)	(2)	3,33	(165)		
Costo lavoro	(1.540)	(3)	0,19	(1.548)	(9)	0,58
Altri proventi (oneri) operativi	41	(15)	..	(774)	1.365	..
Proventi finanziari	3.196	69	2,16	3.456	66	1,91
Oneri finanziari	(3.552)	(17)	0,48	(3.805)	(79)	2,08
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	915	410	44,81	659		

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

(€ milioni)	I semestre 2023		I semestre 2022	
Ricavi e proventi		2.356		3.569
Costi e oneri		(6.146)		(6.047)
Altri proventi (oneri) operativi		(15)		1.365
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi		332		(414)
Interessi		52		30
Flusso di cassa netto da attività operativa		(3.421)		(1.497)
Investimenti in attività materiali e immateriali		(1.206)		(498)
Disinvestimenti in partecipazioni		440		
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento		17		164
Variazione crediti finanziari		(143)		(19)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(892)		(353)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing		(205)		(7)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(205)		(7)
Variazione disponibilità liquide e equivalenti		(6)		
Totale flussi finanziari verso entità correlate		(4.518)		(1.857)

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

(€ milioni)	I semestre 2023			I semestre 2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	7.425	(3.421)	..	7.281	(1.497)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(5.032)	(892)	17,73	(1.630)	(353)	21,66
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.142)	(205)	17,95	(3.062)	(7)	0,23

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2023 e 2022 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel primo semestre 2023 e 2022 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Il 31 luglio 2023, Eni e Edison hanno sottoscritto un'intesa che sancisce la collaborazione tra le due aziende per la gestione dei progetti di risanamento ambientale in tutti i siti industriali a suo tempo (1989) conferiti da Montedison a Enichem. L'accordo regolerà il paritetico concorso economico per gli interventi di bonifica, già da tempo avviati dalle società di Eni, Eni Rewind e Versalis, in esecuzione dei progetti decretati dal Ministero dell'Ambiente, inaugurando una nuova stagione di cooperazione tra Eni e Edison che metterà a frutto le esperienze e tecnologie acquisite da Eni Rewind e da Edison Next Environment. Le attività di bonifica procederanno in continuità.

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 2023, nel corso del primo semestre 2023.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 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 2023:
 - 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.

27 luglio 2023

/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 2023



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Agli azionisti della
Eni SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2023. 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 2023, 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, 4 agosto 2023

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. 051 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 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 Piccipietra 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 Tollo 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 Felisett 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



ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 30 giugno 2023	97
Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2023	98
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel primo semestre 2023	135

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 30 GIUGNO 2023

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2023

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 2023, 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 2023, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	109	247	356						
Imprese consolidate joint operation				3	6	9			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	37	40	32	53	85			
Valutate con il metodo del costo	5	4	9	3	24	27			
Valutate con il metodo del fair value							3	22	25
	8	41	49	35	77	112	3	22	25
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllate	1	1		4	4				
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	8	9			
	1	1	1	12	12	13			
Totale	117	289	406	39	95	134	3	22	25

(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 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati 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 2023 Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 5 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 2023 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 Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	27,73 4,67 1,90 65,70

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 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 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	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	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.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	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.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽¹⁾	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 ⁽²⁾	Tortola (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.
Burren Shakti Ltd ⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV ⁽³⁾	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	100,00	C.I.
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	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.

(1) 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.

(2) 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.

(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 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 Bukat 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	10.000	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	2.010	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 Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	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 Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International 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 Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	57.088.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal 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.

(*) 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 India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	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 ⁽⁴⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni In Salah Ltd ⁽⁵⁾	Nassau (Bahamas)	Algeria	USD	1.002	Eni IS Exploration Ltd Eni Algeria Expl.BV	60,48 39,52	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.
Eni Ireland BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni IS Exploration Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Algeria Expl.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 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.

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

(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 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.

(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 opera con stabile organizzazione in Algeria 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 (c)
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	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	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	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal 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 ⁽⁶⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	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.

(*) 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 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.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
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 ⁽⁶⁾	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 TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ⁽⁷⁾	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 Ganal 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.

(*) 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 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.

(7) 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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
Export LNG Ltd	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.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁸⁾	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	10.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
LLC "Eni Energhia"	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.
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.
Zetah Congo Ltd ⁽⁹⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SAU Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁹⁾	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, I.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(8) 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.

(9) 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.

SUSTAINABLE MOBILITY, REFINING E CHIMICA

Sustainable Mobility e 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.
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 Soci Terzi	95,00 5,00	95,00	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 (ex 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	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Sustainable Mobility SpA	Roma	Italia	EUR	240.945.910	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	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni Sust. Mobility 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.	

(*) 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 (*)
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	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni Sust. Mobility SpA Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	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	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni Sust. Mobility SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Sustainable Mobility US Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
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.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		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.

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	300.000.000	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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Asian Compounds Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénnytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	1.577.971.200	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd ⁽⁹⁾	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	46.712.940	Asian Compounds Ltd Finproject Asia Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	67.730	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	100	Versalis Singapore P. Ltd	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	19.138.165	Foam Creations (2008) Finproject SpA	99,99 (..)	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.

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

(9) 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 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	98.400.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
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	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	15.237.236	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.008.042	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.

PLENITUDE & POWER**Plenitude****IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
4Energia Srl	Milano	Italia	EUR	400.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Agrikroton Srl - Società Agricola	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,19 ^(a) 0,81	100,00	C.I.
Borgia Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Corridonia Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Dynamica Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Ecoener Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Elettro Sannio Wind 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.225.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Enerkall Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Miniwind Srl (ex SEF Miniwind Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Società Agricola Bio Srl (ex Società Agricola SEF Bio Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar & Miniwind Italia Srl (ex SEF Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar Abruzzo Srl (ex SEF Solar Abruzzo Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar III Srl (ex SEF Green Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	500	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar II Srl (ex SEF Solar II Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	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.
 (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 Solar Srl (ex SEF Solar Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	120.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude SpA Società Benefit	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Srl (ex PLT Engineering Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Wind & Energy Srl (ex PLT Energia Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.865.474	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Wind 2020 Srl (ex PLT Wind 2020 Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Wind 2022 SpA (ex PLT Wind 2022 SpA)	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Wind Power Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	100,00	C.I.
Faren Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar III Srl	100,00	100,00	C.I.
FAS Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	119.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
FV4P Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Gemsa Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
GPC Uno Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
GPC Due Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	12.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Green Parity Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Lugo Società Agricola Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Lugo Solar Tech Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Marano Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Marano Solare Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Marcellinara Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	35.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	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 (*)
Micropower Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	30.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Molinetto Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Faren Srl	100,00	100,00	C.I.
Montefano Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Monte San Giusto Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Olivadi Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	31.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Pescina Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Pieve5 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
PLT Puregreen SpA	Cesena (FC)	Italia	EUR	500.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Pollenza Sole Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	32.500	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Ravenna 1 FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
RF-AVIO Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
RF-Cavallerizza Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Ruggiero Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
SAV - Santa Maria Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Agricentro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Casemurate Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Isola d'Agri Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola L'Albero Azzurro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	100,00	C.I.
Timpe Muzzunetti 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	2.500	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Vivaro FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	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 (*)
VRG Wind 127 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
VRG Wind 149 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
W-Energy Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	93.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Wind Salandra Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Windsol Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.250.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Wind Turbines Engineering 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	5.450.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	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 (*)
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	51,00	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Anberia Invest SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Arm Wind Llp	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	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 (*)
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria HoldCo Llc	100,00	89,98	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	203.880.071	Brazoria Class B Soci Terzi	89,98 10,02	89,98	C.I.
BT Kellam Solar Llc	Austin (USA)	USA	USD	1.000	Kellam Tax Eq. Partn.	100,00	94,55	C.I.
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Corazon Tax Eq. Part. Llc	100,00	93,64	C.I.
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	193.356.991	Corazon En. Class B Llc Soci Terzi	93,64 6,36	93,64	C.I.
Corlinter 5000 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni Plenitude SpA SB Energías Amb. de Outes	60,00 40,00	100,00	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Ekain Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Energía Eólica Boreas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	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	100,00	C.I.
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	239.500.800	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	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	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Plenitude SpA SB	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 New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Iberia SLU	Santander (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Investment Colombia SAS (ex PLT Colombia SAS)	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	510.840.000	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni Plenitude Investment Spain SL (ex PLT Spagna SL)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	100.000	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni Plenitude Operations France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	627.464	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl	Dudelange (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Rooftop France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Colombia SAS (ex PLT Engineering Colombia SAS)	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	1.000.000	Eni Plen. Tech. Serv. Srl Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Romania Srl (ex PLT Engineering Romania Srl)	Cluj-Napoca (Romania)	Romania	RON	4.400	Eni Plen. Tech. Serv. Srl Ruggiero Wind Srl	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Spain SLU (ex PLT Engineering Spagna SLU)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Tech. Serv. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Cuellar de la Sierra SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	110.999,77	Eni Plen. Inv. Spain SL	100,00	51,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Fotovoltaica Escudero SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalía SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Guajillo Energy Storage Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US H. Llc	100,00	100,00	C.I.
Guilleus Consulting SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
HLS Bonete PV SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.602	HLS Bonete Topco SLU	100,00	100,00	C.I.
HLS Bonete Topco SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.602	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Inveese SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	100.000.000	Eni Plen. Inv. Colombia Soci Terzi	75,00 25,00	38,25	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 (*)
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Kellam Solar Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Kellam Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	41.725.541	Kellam Solar Class B Soci Terzi	94,55 5,45	94,55	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Maristella Directorship SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	100,00	C.I.
Membrio Solar SLU	Lodosa (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Miburia Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Punes Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	36.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	22.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	28.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	66.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	27.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	27.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.800	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	26.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	31.000	Eni Plen. Renew. Hellas	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 (*)
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	45.100	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	121.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	32.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	50.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	6.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	91.400	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	59.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Wind Grower SLU	Ourense (Spagna)	Spagna	EUR	593.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Wind Hero SLU	Ourense (Spagna)	Spagna	EUR	563.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	0,01 ^(a) 99,99	100,00	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.

Power**IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	44,12	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	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.

(a) Quota di controllo: Eni Plenitude Operations France SAS 100,00

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	Milano	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 Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
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.
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	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Envibes Srl	Milano	Italia	EUR	3.552.632	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00		Co.
Serfactoring SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni SpA	100,00	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		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.

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	101.950.844,46	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	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Azule Energy Angola (Block 18) BV (ex BP Angola (Block 18) BV)	Rotterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	2.275.625,42	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola BV (ex Eni Angola Exploration BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola Production BV (ex Eni Angola Production BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration Angola (KB) Ltd (ex BP Exploration Angola (Kwanza Benguela) Ltd)	Sunbury On Thames (Regno Unito)	Angola	USD	1	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration (Angola) Ltd (ex BP Exploration (Angola) Ltd)	Sunbury On Thames (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 (ex Angola JVCO Ltd)	Sunbury On Thames (Regno Unito)	Angola	USD	1.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy US Gas Llc (ex BP Gas Supply (Angola) 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.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Obaiyed Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
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)	Algeria	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.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleihah Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc 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	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		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.

(†) 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 (*)
North El Hammad Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	18,75 81,25		Co.
Petrobel Belyim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc 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.
PetroJunín 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	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)	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	Ieoc 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	Ieoc 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	Ieoc 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 ^(†) (ex Eni Corridor 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.

SUSTAINABLE MOBILITY, REFINING E CHIMICA**Sustainable Mobility e Refining****IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci 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.
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	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni 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 ^(c)
City Carburoil SA ^(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni Sust. Mobility SpA Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni Sust. Mobility SpA Routex BV Soci Terzi	20,00 ^(b) 20,00 60,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
St. Bernard Renewables Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	ESM US Inc. Soci Terzi	50,00 50,00		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 ^(c)	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni 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.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

(b) Quota di Controllo: Eni Sust. Mobility SpA 25,00
Soci Terzi 75,00

(c) 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.	
Matrica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.	
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	20.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	36,00 64,00	P.N.	
Priolo Servizi ScpA	Melilli (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 (*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd ^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW 601.800.000.000	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.

PLENITUDE & POWER**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 (*)
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	Meyreuil (Francia)	Francia	EUR	25.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Enera Conseil SAS ^(†)	Clichy (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni G&P France SA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
EnerOcean SL ^(†)	Malaga (Spagna)	Spagna	EUR	444.773	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	30,90 69,10		P.N.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo ^(†)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	5.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Vågrønn AS ^(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	600.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	65,00 35,00		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.

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 ^(b)	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	31,19 ^(a) 0,02 68,79	0,02	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 ^(b)	Natick (USA)	USA	USD	683	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Commonwealth Fusion Systems Llc ^(b)	Wilmington (USA)	USA	USD	904,64	Eni Next Llc CFS Soci Terzi			P.N.
Cool Planet Technologies Ltd ^(b)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc ^(b)	Wilmington (USA)	USA	USD	334	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc ^(b)	Somerville (USA)	USA	USD	1.129	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
M2X Energy Inc ^(b)	Wilmington (USA)	USA	USD	99	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
sHYp BV PBC ^(b)	Wilmington (USA)	USA	USD	86	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 ^(b)	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 31,20
Soci Terzi 68,80

(b) L'informazione relativa al capitale sociale si riferisce alle azioni ordinarie.

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 ^(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
LabAnalysis Environmental Science Srl ^(†)	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	100.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	P.N.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45	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.

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	187.059.565	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	138.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	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.
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 (ex New Liberty Residential Co 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 Güiria 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	Ieoc 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	Modo 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.

SUSTAINABLE MOBILITY, REFINING E CHIMICA

Sustainable Mobility e Refining

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (%)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
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	Eni 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	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Gestión de Envases Comerciales e Industriales SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Iberia SLU Soci Terzi	16,40 83,60	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni Sust. Mobility SpA 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.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestión de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	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.
 (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	5,01 94,99	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.

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

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale IMPRESE INCLUSE (N. 17)

BT Kellam Solar Llc	Austin	Plenitude	Acquisizione
Eni CCUS Holding Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni GoM Llc	Dover	Exploration & Production	Costituzione
Eni In Amenas Ltd	Aberdeen	Exploration & Production	Acquisizione
Eni In Salah Ltd	Nassau	Exploration & Production	Acquisizione
Eni IS Exploration Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Peri Mahakam Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Sustainable Mobility US Inc	Dover	Sustainable Mobility e Refining	Costituzione
EniBioCh4in Flaibano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Sustainable Mobility e Refining	Acquisizione
HLS Bonete PV SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
HLS Bonete Topco SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Kellam Solar Class B Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Kellam Tax Equity Partnership Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Maristella Directorship SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Wind Grower SLU	Ourense	Plenitude	Acquisizione
Wind Hero SLU	Ourense	Plenitude	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 19)

CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Plenitude	Fusione
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (MI)	Plenitude	Fusione
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (MI)	Plenitude	Fusione
Eni Corridor Srl	San Donato Milanese (MI)	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Eni Ireland BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Montenegro BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Myanmar BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
EniBioCh4in Società Agricola II Bue Srl	San Donato Milanese (MI)	Sustainable Mobility e Refining	Cessione
Finpower Wind Srl	Milano	Plenitude	Fusione
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Padanaplast America Llc	Wilmington	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Plenitude	Fusione
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Plenitude	Fusione
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (MI)	Plenitude	Fusione

Imprese consolidate joint operation IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
------------------------------------	------------	----------------------------	------------------------



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 30 giugno 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

segreteriasocietaria.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

