DOC XV, n. 445

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

IL PRESIDENTE

Onorevole Presidente,

in adempimento al disposto dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, rassegno alla S.V. la determinazione e la relazione con cui la Corte dei conti riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENEL Società per azioni, per l'esercizio 2024.

Alla determinazione sono allegati i documenti rimessi dall'Ente ai sensi dell'art. 4, primo comma, della legge stessa.

L'occasione è gradita per inviare distinti saluti.

Manuela Arrigucci

MANUELA ARRIGUCCI CORTE DEI CONTI 06.10.2025 01:06:04 GMT+02:00

Illustre On.
Dott. Lorenzo FONTANA
Presidente della Camera dei Deputati
R O M A

CORTE DEI CONTI

Viale Giuseppe Mazzini 105 - 00195 Roma - Italia | Tel. 06 3876 2595 - 2226
e-mail: sezione.controllo.enti@corteconti.it | pec: sezione.controllo.enti@corteconticert.it

Camera dei Deputati ARRIVO 09 ottobre 2025 Prot: 2025/0001660/TN - Doc. firmato digitalmente da: MANUELA ARRIGUCCI + 1

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENEL SOCIETÀ PER AZIONI (ENEL S.P.A.)

2024

Determinazione del 23 settembre 2025, n. 115

CORTE DEI CONTI

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENEL SOCIETÀ PER AZIONI (ENEL S.P.A.)

2024

Relatore: Presidente di Sezione Francesco Petronio

CORTE DEI CONTI

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 23 settembre 2025;

visto l'art 100, comma secondo, della Costituzione;

visto il T.u. delle leggi sulla Corte dei conti approvato con r.d. 12 luglio 1934, n. 1214;

viste le leggi 21 marzo 1958, n. 259 e 14 gennaio 1994, n. 20;

visto l'art. 1 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 con il quale l'Enel è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti con le modalità previste dall'art. 12 della citata legge n. 259 del 1958;

visto il decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito con modificazioni nella legge 8 agosto 1992, n. 359 che ha disposto la trasformazione di Enel in società per azioni ("Enel s.p.a.");

visto il bilancio di esercizio di Enel s.p.a. al 31 dicembre 2024, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore, Presidente di Sezione Francesco Petronio e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti e agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2024;

ritenuto che, assolti così gli adempimenti, si possano, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, comunicare alle dette Presidenze il bilancio di esercizio - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di controllo - e la relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce quale parte integrante;

CORTE DEI CONTI

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della legge n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio di esercizio per l'esercizio 2024 - corredato dalle relazioni degli organi amministrativi e di controllo - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di Enel s.p.a. per il detto esercizio.

RELATORE
Francesco Petronio

PRESIDENTE
Manuela Arrigucci

DIRIGENTE
Fabio Marani
Depositato in segreteria

INDICE

PREMESSA 1
1. NOTAZIONI GENERALI 2
1.1 L'ambito di azione del Gruppo Enel e il mercato dell'energia elettrica in Italia 4
1.2 Gli assetti proprietari di Enel 10
1.3 Crescita economica moderata e stabilizzazione dei prezzi energetici 12
1.4 Riposizionamento strategico dei *business* e delle aree geografiche del Gruppo Enel 14
1.5 Iniziative nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza 16
2. IL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ORGANI 20
2.1 Il sistema di *corporate governance* 20
2.2 Il Consiglio di amministrazione 21
2.3 I Comitati 22
2.4 Il Collegio sindacale 22
2.5 La società di revisione 23
2.6 L'Organismo di vigilanza e il Modello organizzativo *ex* d. lgs. n. 231 del 2001 24
2.7 Il Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi 25
2.7.1 Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria, fiscale e non finanziaria 26
2.8 Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e della rendicontazione di sostenibilità 28
2.9 Politica in materia di remunerazione. I compensi corrisposti nel corso del 2024 29
2.9.1 Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di amministrazione 30
2.9.2 Compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato-Direttore generale 30
2.9.3 Compensi dei componenti del Collegio sindacale 32
2.9.4 Compensi dei dirigenti con responsabilità strategiche 33
2.9.5 La relazione sulla politica in materia di remunerazione ai sensi dell'art. 123-*ter* del Tuf 34
3. LA STRUTTURA ORGANIZZATIVA E IL *BUSINESS* DEL GRUPPO ENEL 35
3.1 Le Divisioni 37
3.2 Risultati economici e patrimoniali per area geografica di attività 38
3.3 *Information & communications technology* (Ict). L'organizzazione e la dinamica della spesa 42
3.4 La gestione del rischio informatico 43
3.5 Il *Procurement*: la normativa applicabile e le procedure aziendali 44
3.5.1 Gli acquisti 46
3.5.2 Le consulenze 47
3.6 Acquisti e vendite di energia elettrica e *commodity* energetiche 49
4. LE RISORSE UMANE 54
4.1 Consistenza e costo del personale 54
4.2 Remunerazione e sistema di incentivazione del *management* 59
4.3 Salute e sicurezza dei lavoratori 60
5. LE LINEE GUIDA DEL PIANO STRATEGICO 2025-2027 64
6. IL CONTENZIOSO DEL GRUPPO ENEL 67
6.1 Contenzioso in materia previdenziale 68
6.2 Contenzioso con la clientela 68

6.3 Contenzioso con *partner* commerciali, fornitori e concorrenti 69
6.4 Procedimenti con rilevanza ai sensi del d. lgs. n. 231 del 2001 72
6.5 Procedimenti con autorità e pubbliche amministrazioni 73
6.6 Contenzioso relativo a società estere 76
7. LE *PERFORMANCE* FINANZIARIE E NON FINANZIARIE DEL GRUPPO 90
7.1 Elementi di contesto: l'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle *utilities* 90
7.2 L'andamento del titolo Enel 90
7.3 Andamento del *rating* del Gruppo Enel 91
7.4 Gli investitori socialmente responsabili nel capitale sociale di Enel 93
7.5 Andamento del *rating* di sostenibilità 94
8. RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENEL 95
8.1 Fatti di rilievo del 2024 e intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 95
8.2 Il bilancio d'esercizio 96
8.2.1 La gestione economica 97
8.2.2 La gestione patrimoniale 97
8.2.3 La gestione finanziaria 99
8.3 Lo stato patrimoniale 100
8.3.1 Attività 103
8.3.2 Patrimonio netto e passività 106
8.4 Il conto economico 113
9. RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO ENEL 117
9.1 Fatti di rilievo del 2024 e intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 117
9.2 L'area di consolidamento e il bilancio consolidato 122
9.2.1 Lo stato patrimoniale consolidato 124
9.2.2 Il conto economico consolidato 134
9.3 Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo 142
9.3.1 La gestione economica 142
9.3.2 La gestione patrimoniale 144
9.3.3 La gestione finanziaria 145
9.4 Investimenti 150
10. CONCLUSIONI 156

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1- Il mercato dell'energia elettrica in Italia 6
Tabella 2 - Flussi di energia elettrica di Enel in Italia 7
Tabella 3 - Sintesi dei dati elettrici in Italia 8
Tabella 4 - Andamento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia 10
Tabella 5 - Compensi maturati dal Presidente e dall'Amministratore delegato-Direttore generale 32
Tabella 6 - Compensi dei componenti degli organi di controllo 33
Tabella 7 - Italia 39
Tabella 8 - Iberia 40
Tabella 9 - Resto del Mondo 41
Tabella 10 - Spesa per servizi Ict 43
Tabella 11 - Volumi di acquisto per tipologia 46
Tabella 12 - Acquisti per principali categorie merceologiche 47
Tabella 13 - Consulenze per tipologia 49
Tabella 14 - Consulenze per importo 49
Tabella 15 - Acquisti e vendite di *commodity* 51
Tabella 16 - Risultati netti da contratti su *commodity* 52
Tabella 17 – Riepilogo 53
Tabella 18 - Organico Gruppo Enel (Italia + estero) 55
Tabella 19 - Esodo incentivato - Cessazioni consensuali incentivate in Italia 56
Tabella 20 - Organico Gruppo Enel per area di attività (Italia + estero) 56
Tabella 21 - Organico Gruppo Enel per categorie professionali (Italia + estero) 57
Tabella 22 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia + estero) 57
Tabella 23 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia) 58
Tabella 24 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (estero) 58
Tabella 25 - Costo unitario medio del personale Gruppo Enel (Italia + estero) 58
Tabella 26 - Consistenza del personale Enel 59
Tabella 27 - Costo del personale Enel 59
Tabella 28 - Andamento del *rating* del Gruppo Enel 92
Tabella 29 - Principali *rating* Esg al 30 giugno 2025 94
Tabella 30 - Sintesi della gestione economica – Enel s.p.a. 97
Tabella 31 – Sintesi della gestione patrimoniale – Enel s.p.a. 98
Tabella 32 – Sintesi della gestione finanziaria – Enel s.p.a. 99
Tabella 33 – Indebitamento finanziario netto complessivo 100
Tabella 34 – Stato patrimoniale – Enel s.p.a. 102
Tabella 35 – Partecipazioni 103
Tabella 36 – Attività finanziare non correnti 104
Tabella 37 – Contratti derivati 104
Tabella 38 – Altre attività non correnti 105
Tabella 39 – Attività correnti 105
Tabella 40 – Finanziamenti a lungo termine 110
Tabella 41 – Movimentazione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine 110
Tabella 42 – Contratti derivati inclusi nelle passività finanziarie non correnti 112
Tabella 43 - Conto economico - Enel s.p.a. 114

Tabella 44 - Stato patrimoniale consolidato: attività 124
Tabella 45 - Crediti commerciali 128
Tabella 46 - Movimentazione del Fondo svalutazione crediti 128
Tabella 47- Stato patrimoniale consolidato: passività e patrimonio netto 130
Tabella 48- Conto economico consolidato 135
Tabella 49– Provenienza geografica dei ricavi delle vendite e delle prestazioni 137
Tabella 50 - Risultati operativi – Gruppo Enel 143
Tabella 51- Riepilogo dei risultati economici per area di attività 143
Tabella 52- Ricavi per tipologia 144
Tabella 53 - Costi operativi per tipologia 144
Tabella 54 – Sintesi della struttura patrimoniale – Gruppo Enel 145
Tabella 55 - Sintesi della gestione finanziaria – Gruppo Enel 147
Tabella 56 - Indebitamento finanziario netto complessivo 148
Tabella 57 - Indebitamento verso banche e mercato obbligazionario (debito lordo) 149
Tabella 58 - Investimenti 151
Tabella 59 - Investimenti generazione termoelettrica e *trading* 152
Tabella 60 - Investimenti Enel Green Power 153
Tabella 61 – Investimenti Enel Grids 154
Tabella 62 - Investimenti Mercati finali 154
Tabella 63 - Investimenti *Holding* e Servizi 155

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1 - Andamento del titolo Enel nel 2024 90
Grafico 2 – Partecipazione degli investitori socialmente responsabili (Sri) al capitale di Enel nel periodo 2015-2024 93
Grafico 3 – Composizione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine 111
Grafico 4 - Andamento dell'indebitamento finanziario netto 149

PREMESSA

Con la presente relazione, la Corte dei conti riferisce al Parlamento, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, il risultato del controllo eseguito, con le modalità di cui all'art. 12 della stessa legge, sulla gestione finanziaria di Enel s.p.a. per l'esercizio 2024, dando altresì notizia dei fatti di gestione più rilevanti intervenuti successivamente.

Il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di Enel s.p.a. include anche i principali dati e informazioni concernenti la gestione del Gruppo Enel.

La precedente relazione, concernente l'esercizio 2023, è stata approvata con determinazione n. 17 in data 25 febbraio 2025 (in Atti parlamentari, XIX Legislatura, Doc. XV, n. 354).

1. NOTAZIONI GENERALI

Enel s.p.a. (la "Società" o "Enel") opera, come *holding* di partecipazioni, principalmente nei settori dell'energia elettrica, dell'idrico, della tutela dell'ambiente, delle comunicazioni, dei servizi multimediali e interattivi, delle strutture a rete, nonché in altri settori connessi, mediante l'assunzione e la gestione di partecipazioni in società italiane o straniere.[1] L'attività del gruppo è principalmente focalizzata in Italia e in Europa, ma si estende anche ad altri territori.

Nel 2024, l'economia globale ha dimostrato una notevole resilienza nonostante un contesto complesso segnato da tensioni geopolitiche e da una normalizzazione monetaria più lenta del previsto. Le *performance* economiche sono state eterogenee nelle diverse aree.

Nel 2024, gli Stati Uniti hanno registrato una crescita superiore alle attese grazie alla domanda interna e agli investimenti, ma nell'ultimo trimestre si sono evidenziati segnali di rallentamento legati a fattori interni ed esterni. Nell'area euro, la crescita è rimasta moderata, frenata da domanda interna debole, cautela negli investimenti e alti costi energetici. Al contrario, l'America Latina ha mostrato segnali positivi grazie al calo dell'inflazione e a una maggiore stabilità politica, pur restando vulnerabile per via dell'alto debito pubblico e della volatilità finanziaria.

Il mercato europeo del gas naturale ha presentato un'elevata volatilità dei prezzi, con discontinuità nelle forniture e una ripresa della domanda asiatica. Questi fattori hanno determinato, nel quarto trimestre, pressioni al rialzo sui prezzi, sebbene i livelli di stoccaggio si mantenessero su valori adeguati. Parallelamente, il carbone ha registrato un calo dei prezzi, favorito sia dalla riduzione della domanda sia dall'aumento della quota di energie rinnovabili, mentre il *Brent* ha mostrato una lieve flessione, sostenuto da una stabile produzione statunitense. I prezzi della CO_2 nel sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea sono diminuiti, in coerenza con il ridimensionamento dell'attività industriale europea e con l'aumento dell'utilizzo di fonti a minore intensità carbonica.

Nel 2024, l'economia italiana è cresciuta dello 0,7 per cento, con segnali di lieve miglioramento nei primi mesi del 2025, grazie alla ripresa dell'industria e delle costruzioni. Per il 2025, il DFP ha stimato una crescita dello 0,6 per cento, trainata dalla domanda interna e dagli investimenti del PNRR. Permangono alcuni aspetti critici, tra cui l'impatto negativo delle esportazioni nette

[1] Cfr. l'art. 4 dello Statuto sociale.

e le incertezze legate alla politica doganale USA. Il mercato del lavoro si conferma solido, con aumento dell'occupazione e lieve calo della disoccupazione.

In Italia, il 2024 ha segnato la fine del mercato tutelato dell'energia, in attuazione del decreto-legge n. 57 del 2023, che ha previsto misure per accompagnare in modo graduale il passaggio al mercato libero, con particolare attenzione alle categorie vulnerabili. L'obiettivo è favorire la concorrenza, contemperando la protezione delle fasce più fragili esposte a possibili aumenti di prezzo. I clienti domestici che non avevano già operato in tal senso hanno dovuto rivolgersi a fornitori sul mercato libero, con tariffe liberalizzate e non più stabilite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente ("Arera"). L'attuazione di questa misura ha aperto nuovi spazi al mercato attraverso l'assegnazione con procedure concorsuali e ciò ha inciso sul portafoglio clienti di Enel.

I prezzi dell'energia in Italia, secondo i più recenti dati Eurostat riferiti al 2024, si sono attestati a 0,359 €/kWh per i consumatori residenziali (tra 1 e 2,49 MWh) e a 0,254 €/kWh per le piccole e medie imprese. I prezzi italiani sono inferiori a quelli della Germania, simili a quelli della Francia e leggermente superiori rispetto alla Spagna.

La transizione energetica in corso nei prossimi anni renderà protagonista l'elettricità, con consumi in crescita trainati dall'elettrificazione. Le fonti rinnovabili continueranno ad espandersi, ma i sistemi elettrici avranno ancora bisogno di tecnologie in grado di garantire produzione continua e flessibilità, così da soddisfare la domanda in ogni momento e ridurre la volatilità dei prezzi. Le reti di distribuzione, elemento chiave della transizione, dovranno accogliere sempre più energia da rinnovabili e rafforzare la propria resilienza di fronte a eventi meteorologici estremi, ormai divenuti la nuova normalità a causa del cambiamento climatico.

Nel contesto globale sopra descritto, Enel ha gestito le proprie attività affrontando sfide e opportunità sia a livello internazionale che in Italia.

Uno dei principali fattori che ha influenzato i risultati è stato l'andamento dei prezzi energetici: il calo dei prezzi di gas ed elettricità, unito a una minore produzione termoelettrica — soprattutto in Italia e Spagna — ha inciso negativamente sui ricavi. Tuttavia, il crescente contributo della produzione da fonti rinnovabili ha garantito stabilità operativa e margini resilienti.

Sul piano internazionale, Enel ha beneficiato di una significativa espansione nelle energie rinnovabili, in particolare in Spagna, Stati Uniti e America Latina. Questo sviluppo ha

compensato la debolezza del mercato *retail* italiano, contribuendo all'incremento dell'Ebitda. Un contributo rilevante è stato fornito anche dalla controllata spagnola Endesa che ha più che raddoppiato l'utile netto grazie al miglioramento dei margini nel settore del gas.

Nel 2024, Enel ha puntato sull'efficienza operativa e sulla gestione dei costi, grazie a una razionalizzazione efficace del portafoglio di attività e all'ottimizzazione dei costi operativi. Contestualmente, le spese finanziarie si sono ridotte, grazie al calo del debito e a una gestione più efficiente delle risorse.

A livello strategico, con il Piano Industriale 2025–2027, focalizzato sulla riduzione dell'esposizione a progetti ad alto rischio, privilegiando attività più stabili e con ritorni prevedibili, si è puntato sulla profittabilità, flessibilità e sostenibilità, con investimenti selettivi per 43 miliardi di euro nelle reti e nelle fonti rinnovabili. La razionalizzazione del portafoglio di attività è stata realizzata attraverso dismissioni mirate e una maggiore selettività negli investimenti. Le vendite di *asset* non strategici, come quelli in Perù, hanno generato risorse significative, contribuendo alla riduzione del debito, che a fine anno si è attestato a 55,8 miliardi di euro. Ciò ha migliorato in modo sostanziale anche il rapporto debito netto/Ebitda, portandolo a 2,4 volte.

Infine, è stata aggiornata la politica dei dividendi per il 2024 con un importo di 0,47 euro per azione, con un incremento del 9 per cento rispetto al 2023, e confermando un dividendo minimo garantito di 0,46 euro fino al 2027, con una *payout ratio* fino al 70 per cento degli utili ordinari.

Complessivamente, la strategia di Enel nel 2024 si è basata su una maggiore focalizzazione su *business* a rendimento elevato e minore volatilità, rafforzando la solidità finanziaria e la sostenibilità a lungo termine del gruppo.

1.1 L'ambito di azione del Gruppo Enel e il mercato dell'energia elettrica in Italia

Il Gruppo Enel è presente in 41 Paesi di diversi continenti con più di 1.000 società controllate, dove conta complessivamente circa 68,5 milioni di utenti finali;[2] nel 2024 ha gestito impianti per

[2] Dato aggiornato al 31 dicembre 2024, riferito agli utenti finali della rete.

81 Gigawatt di capacità installata,[3] che hanno generato 191,9 Terawattora di energia elettrica,[4] collocandosi fra le principali aziende elettriche europee in termini di capacità installata e numero di clienti.

In Italia, Enel detiene la *leadership* nel mercato dell'energia elettrica, con una capacità installata di circa 25,6 GW, una produzione di 34,78 TWh e circa 14,6 milioni di clienti; si colloca, altresì, in posizione rilevante nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale, tramite Enel Energia s.p.a. ("Enel Energia"), con una quota del 6,9 per cento,[5] pari a 3,2 miliardi di metri cubi di gas venduto e a 4 milioni di clienti circa. Analoghe posizioni riveste nel mercato elettrico e del gas in Spagna, attraverso Endesa s.a. [6] ("Endesa").

La seguente tabella espone i dati della produzione (suddivisa per fonte) e della domanda di energia elettrica in Italia nel 2024, rapportati a quelli dell'esercizio precedente.

[3] Potenza efficiente netta installata totale.

[4] Il GW corrisponde a un miliardo di watt e il TWh a un miliardo di kilowattora.

[5] Ove si consideri anche Enel *Trade*, la quota di mercato sale all'11,2 per cento.

[6] Trattasi della *holding* di partecipazioni che opera nel mercato iberico (Spagna e Portogallo), controllata, con una quota del 70,10 per cento, da Enel Iberia s.r.l., a sua volta integralmente posseduta da Enel.

Tabella 1- Il mercato dell'energia elettrica in Italia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	2024	2023	var. %
	GWh	GWh	
produzione lorda			
termoelettrica (1) (2)	152.484	162.588	-6,2
idroelettrica (1) (2)	54.290	42.068	29,1
geotermica e da altre fonti (1) (2) (3)	64.734	60.052	7,8
Totale produzione lorda	**271.508**	**264.708**	**2,6**
consumi servizi ausiliari	**-8.006**	**-8.146**	**-1,7**
- produzione netta			
termoelettrica (2) (4)	146.452	156.156	-6,2
idroelettrica (2) (4)	53.529	41.479	29,1
geotermica e da altre fonti (2) (3) (4)	63.521	58.927	7,8
Totale produzione netta	**263.502**	**256.562**	**2,7**
importazioni nette (2) (4)	50.999	51.252	-0,5
- energia immessa in rete (2) (4)	314.501	307.813	2,2
- consumi per pompaggi (2) (4) (5)	-2.214	-2.197	0,8
energia richiesta sulla rete (2) (4)	312.287	305.616	2,2

(1) Dati 2024: stima Enel su base dati storica.
(2) Dati 2023: fonte da *report* statistici ufficiali Terna.
(3) Altre fonti include anche produzione da accumuli elettrochimici.
(4) Dati 2024 provvisori Terna (fonte: *report* mensile).
(5) Comprende impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici.
Fonte: Enel e Terna

La produzione nazionale lorda nel 2024 ha registrato un incremento rispetto all'anno precedente, guidata dall'aumento della domanda di circa il 2 per cento, e da importazioni nette sostanzialmente allineate al 2023.

Nel 2024 il *mix* di produzione nazionale ha evidenziato una rilevante crescita della componente idroelettrica (+ 29 per cento) per effetto di una producibilità al di sopra della media storica.

Analogamente, la produzione rinnovabile ha consuntivato un incremento dell'8 per cento rispetto al 2023, guidato dall'aumento della produzione da energia solare, per effetto della maggiore capacità installata di circa 6,8 GW rispetto all'anno precedente, che ha più che compensato il leggero calo distribuito sulle altre fonti (eolico e bioenergie).

La combinazione dell'incremento di domanda con importazioni sostanzialmente stabili e l'incremento della produzione idroelettrica e rinnovabile determinano, di conseguenza, una contrazione della produzione termoelettrica (- 6 per cento).

Nella tabella che segue vengono evidenziati i dati relativi alla produzione, al trasporto e alla vendita di energia elettrica, nonché alla potenza netta installata del Gruppo Enel in Italia.

Tabella 2 - Flussi di energia elettrica di Enel in Italia

	2024	2023	var. %
	GWh	GWh	
produzione netta			
- termoelettrica	9.499	20.519	-53,7
- idroelettrica (1)	16.479	13.195	24,9
- geotermica e da altre fonti (2)	6.828	6.885	-0,8
Totale produzione netta	**32.806**	**40.599**	-19,2
acquisti di energia	**100.549**	**110.399**	-8,9
vendite di energia			
- vendite all'ingrosso	8.200	12.370	-33,7
- vendite sul mercato regolato (maggior tutela)	7.384	12.014	-38,5
- vendite sul mercato libero (3)	66.362	75.225	-11,8
Totale vendite	**81.946**	**99.609**	-17,7
energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel (4)	216.935	214.983	0,9
potenza efficiente netta installata (MW)	27.237	26.026	4,7

(1) Ricavato come produzione idroelettrica netta totale - consumo da pompaggio.
(2) Include produzione netta eolica, fotovoltaica e accumuli elettrochimici al netto del consumo degli stessi accumuli.
(3) Include le vendite sul mercato di salvaguardia per il 2024 per complessivi 1.077 milioni di KWh e per l'anno 2023 per complessivi 1.590 milioni di kWh.
(4) Dato 2023 aggiornato. Include sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori.
Fonte: Enel e Terna

Analogamente a quanto osservato per il sistema elettrico italiano, anche il *mix* di generazione Enel risulta guidato dagli stessi fondamentali: forte riduzione della produzione termoelettrica per circa 11 TWh, in parte compensata dalla crescita della produzione idroelettrica per circa 3,3 TWh. Sostanzialmente stabile, invece, la produzione dalle altre fonti rinnovabili.

Il calo delle vendite sul mercato regolato (maggior tutela), è dovuto alle gare indette dall'Arera per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e al progressivo passaggio dei clienti al mercato libero. La riduzione delle vendite sul mercato libero nel 2024, rispetto all'esercizio precedente, deriva principalmente dai minori volumi di energia venduta ai clienti *business*.

Gli acquisti di energia, rispetto all'anno precedente, diminuiscono sensibilmente per effetto della contrazione degli acquisti di Enel Produzione s.p.a. ("Enel Produzione"). Le vendite all'ingrosso risultano essere in diminuzione rispetto all'anno precedente, a causa della minore liquidità sul mercato derivante della riduzione dei prezzi, che ha avuto impatti su tutti i principali mercati *power* europei.

Nella seguente tabella viene esposta l'incidenza nel mercato nazionale del Gruppo Enel.

Tabella 3 - Sintesi dei dati elettrici in Italia

(GWh)

SINTESI DATI ELETTRICI IN ITALIA	2024	2023	var. %
consumi nazionali di energia elettrica (1) (2)	293.645	287.372	2,2
produzione elettrica netta Enel	32.806	40.599	-19,2
acquisti complessivi Enel di energia elettrica	100.549	110.399	-8,9
produzione elettrica netta nazionale	263.502	256.562	2,7
quota percentuale di produzione Enel sul totale nazionale (1)	12,45	15,80	-21,2
quota percentuale di vendita Enel di energia elettrica ai clienti finali su consumi nazionali	25,11	30,35	-17,3
vendita complessiva Enel di energia elettrica (3)	81.946	99.609	-17,7
energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel (4)	216.935	214.983	0,9

(1) Dato 2023 da *report* statistici Terna.
(2) Dato 2024 stima Enel su base dati storici.
(3) Include le vendite all'ingrosso.
(4) Dato 2023 aggiornato. Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori.
Fonte: Enel e Terna

Il prezzo medio annuo nel 2024 (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica (famiglia tipo con consumi medi di energia elettrica di 2.700 kWh all'anno e potenza impegnata di 3 kW) stabilito dall'Arera è diminuito di circa il 27 per cento rispetto all'anno precedente, principalmente per la riduzione della componente energia.[7]

È da ricordare che il prezzo finale dell'elettricità in Italia è composto da quattro voci principali: energia, rete, oneri di sistema e imposte. La componente energia rappresenta circa il 40–45 per cento del prezzo per i clienti domestici, in linea con Francia e Germania, ma superiore alla Spagna (35–40 per cento). La componente rete incide per circa il 30–35 per cento, anch'essa in linea con la media europea e con gli altri principali Paesi Ue.

La parte restante del prezzo dell'elettricità è composta da imposte e oneri di sistema, che in Italia rappresentano circa il 25 per cento del prezzo per i clienti domestici, in linea con la media Ue. Questa quota è più alta in Germania (oltre il 37 per cento) e in Francia (27 per cento), ma più bassa in Spagna (20–23 per cento) grazie a misure fiscali temporanee. Per i clienti non domestici, l'Italia registra un'incidenza fiscale del 27 per cento, superiore alla media Ue (15,9 per cento) e ai valori di Francia (20 per cento) e Spagna (18 per cento), ma inferiore alla Germania (32 per cento). Gli oneri di sistema includono, tra l'altro, il sostegno alle rinnovabili, la sicurezza nucleare e i *bonus* sociali.

[7] L'aggiornamento trimestrale della componente energia del prezzo di vendita della fornitura elettrica ai clienti del servizio di maggior tutela viene effettuato dall'Arera in base al prezzo unico nazionale (Pun) atteso.

Il prezzo della componente energia è fortemente influenzato dall'andamento del mercato elettrico all'ingrosso, dove l'elettricità viene scambiata tra produttori e fornitori prima della vendita al dettaglio. In Europa, questi mercati – come Epex spot o Ipex (Italia) – operano attraverso meccanismi di asta giornaliera basati su un modello comune: il prezzo marginale unico. Tale sistema prevede che tutte le offerte accettate vengano remunerate al prezzo dell'ultima unità necessaria per soddisfare la domanda, spesso proveniente da fonti con costi più elevati (come il gas naturale). Anche le fonti a basso costo marginale, come il fotovoltaico e l'eolico, ricevono pertanto il medesimo prezzo. Questo meccanismo è armonizzato a livello europeo in base al Regolamento (Ue) 943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, con l'obiettivo di promuovere concorrenza, trasparenza e integrazione tra i mercati nazionali. Il prezzo all'ingrosso è dinamico e soggetto a variazioni giornaliere – e spesso orarie – che si riflettono direttamente sulla componente energia della bolletta finale.

Infine, il *mix* energetico nazionale incide in modo determinante sul livello e sulla volatilità dei prezzi elettrici. I Paesi con un'elevata dipendenza da fonti fossili, come il gas naturale, risultano maggiormente esposti alle fluttuazioni dei mercati internazionali. In Italia, dove il gas rappresenta una quota significativa della produzione elettrica, eventuali aumenti del prezzo del combustibile si riflettono rapidamente sui costi dell'elettricità. Al contrario, una maggiore penetrazione di fonti rinnovabili – caratterizzate da costi marginali pressoché nulli – può contribuire a contenere i prezzi nei momenti di elevata produzione rinnovabile. Tuttavia, l'intermittenza di queste fonti, in assenza di adeguati sistemi di accumulo, può causare significative variazioni dei prezzi sia nell'arco della giornata che da un giorno all'altro. Paesi come la Francia, con un'ampia produzione da energia nucleare, o la Norvegia, con un sistema basato sull'idroelettrico, tendono invece a registrare prezzi più stabili.

Nella tabella seguente sono riportati i relativi importi.

Tabella 4 - Andamento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia

Trimestre	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	2024				**2023**			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€ per MWh) (1)	91,88	94,95	119,29	127,56	157,32	115,35	113,23	123,91
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh – prezzo al lordo di imposte (centesimi di euro per kWh) (2)	25,2	20,2	23,1	25,2	53,1	23,8	23,9	28,3

(1) Prezzo medio annuo.
(2) Consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW – residente.
Fonte: elaborazioni Enel su dati del Gestore dei mercati energetici e dell'Arera

1.2 Gli assetti proprietari di Enel

L'assetto proprietario complessivo di Enel non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio. La società è quotata dal 1999 sul mercato Euronext Milan organizzato e gestito da Borsa Italiana s.p.a. La durata della Società è fissata al 31 dicembre 2100, salvo proroghe.

Al 31 dicembre 2024, il capitale sociale, interamente versato, è rappresentato da 10.166.679.946 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, interamente liberate e assistite dal diritto di voto. Il Ministero dell'economia e delle finanze ("Mef") detiene una partecipazione pari a circa il 23,6 per cento circa del capitale sociale, mentre la quota in capo al mercato (il c.d. "flottante") è pari a circa il 76,4 per cento circa ed è distribuita tra investitori istituzionali e privati. Sul punto, si segnala inoltre che l'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025 ha approvato, in parte straordinaria, la proposta di modifica dell'art. 5.1 dello statuto sociale con conseguente eliminazione del valore nominale espresso delle azioni. Pertanto, alla data della presente Relazione, il capitale sociale di Enel è rappresentato da 10.166.679.946 azioni ordinarie prive del valore nominale.

Significativa è la presenza di numerosi azionisti (circa 600.000 tra investitori *retail* e istituzionali); gli azionisti *retail* a fine 2024 possedevano una quota complessiva pari al 17,8 per cento circa del capitale.

La Società risulta soggetta al controllo di fatto da parte del Mef, che ha finora disposto di voti sufficienti nell'assemblea ordinaria di Enel per designare la maggioranza degli amministratori.[8]

[8] Si segnala che, in occasione del rinnovo del Consiglio di amministrazione di Enel, da parte dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2023, la lista di candidati alla carica di Amministratore di Enel presentata dall'azionista Mef ha ottenuto la maggioranza dei voti (circa il 49,10 per cento del capitale rappresentato in assemblea) e pertanto sono stati tratti dalla stessa tutti i candidati ivi elencati. I restanti amministratori sono stati tratti dalla lista presentata da un raggruppamento di 24 società di gestione del risparmio e altri investitori istituzionali (si veda anche, per maggiori dettagli, il par. 2.2).

Lo stesso Ministero non esercita peraltro alcuna attività di direzione e coordinamento, in quanto la Società adotta le decisioni gestionali in piena autonomia e nel rispetto delle competenze dei propri organi.[9] Come riportato nelle precedenti relazioni, a partire dall'aprile 2016, a seguito dell'operazione di integrazione di Enel Green Power, la partecipazione del Mef – pur essendo rimasto invariato il numero complessivo di azioni ordinarie con diritto di voto detenute (2.397.856.331) – si è ridotta dal 25,50 per cento al 23,585 per cento del capitale sociale.

Si segnala inoltre che in occasione dell'ultima Assemblea della Società, che si è svolta in Roma il 22 maggio 2024, la partecipazione del Mef è risultata nuovamente[10] inferiore a quella degli altri azionisti presenti, essendovi rappresentato, all'atto della costituzione dell'Assemblea, circa il 66,54 per cento circa del capitale sociale.

In relazione alla clausola statutaria (art. 6.1) che prevede il limite di possesso azionario (e di voto) al 3 per cento del capitale sociale,[11] salvo che per lo Stato italiano, gli enti pubblici o i soggetti da questi controllati,[12] si segnala che in base alle risultanze del libro dei soci, alle comunicazioni effettuate alla Consob e pervenute alla Società e alle altre informazioni a disposizione, alla data del 31 dicembre 2024 l'unico azionista in possesso di una partecipazione superiore al 3 per cento del capitale della Società, oltre al Mef, risultava essere BlackRock Inc., con una partecipazione pari a circa il 5 per cento del capitale sociale.

Considerato anche il valore strategico della Società e alla luce delle recenti tensioni nel settore energetico, si richiama l'attenzione sulla circostanza che la clausola statutaria posta a presidio del controllo pubblico (art. 6.1), a norma dell'art. 3, ultimo comma, del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, è destinata a decadere laddove il limite percentuale al possesso azionario venga superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale l'offerente venga a detenere un partecipazione pari almeno al 75 per cento del capitale sociale con diritto di voto.

---

[9] Ciò in conformità con quanto previsto dall'art. 19, comma 6, del decreto-legge n. 78 del 2009 (convertito con legge n. 102 del 2009), il quale chiarisce che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel codice civile in materia di direzione e coordinamento di società.

[10] Analoga situazione si è verificata, infatti, nelle precedenti undici assemblee.

[11] Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto a tale limite del 3 per cento non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

[12] In attuazione di quanto disposto dall'art. 3 del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla legge 30 luglio 1994, n. 474.

È da rilevare inoltre che, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea ordinaria del 23 maggio 2024, dal 16 settembre 2024 all'8 novembre 2024, la Società ha complessivamente acquistato 2.900.000 azioni proprie; pertanto, considerando le 10.085.106 azioni proprie già in portafoglio acquistate nel corso dei precedenti esercizi, e tenuto conto dell'erogazione di complessive 905.436 azioni ordinarie ai destinatari del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020 e del piano di incentivazione di lungo termine per il 2021 destinato al *management* di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, la Società deteneva, alla chiusura dell'esercizio, 12.079.670 azioni proprie, pari allo 0,12 per cento circa del capitale sociale.[13] Successivamente, l'Assemblea degli Azionisti del 22 maggio 2025 ha autorizzato il Consiglio di amministrazione, previa revoca della precedente autorizzazione, a procedere all'acquisto – in una o più operazioni ed entro diciotto mesi dalla data della deliberazione assembleare – di un massimo di 500 milioni di azioni ordinarie della Società, rappresentative del 4,92 per cento circa del capitale sociale, per un esborso complessivo fino a 3,5 miliardi di euro.

1.3 Crescita economica moderata e stabilizzazione dei prezzi energetici

Nel contesto generale dell'economia globale nel 2024, si assiste ad una crescita del 3,3 per cento, pur in presenza di persistenti tensioni geopolitiche. Negli USA la crescita è stata inizialmente sostenuta, ma è rallentata nella seconda metà dell'anno. Nell'Eurozona la ripresa è debole (+ 0,8 per cento), con l'Italia ferma allo 0,5 per cento e la Spagna più vivace (+ 3,2 per cento).

In America Latina, la crescita è stata eterogenea. In Brasile si è attestata al 3,4 per cento, sostenuta dalla domanda interna e da politiche fiscali espansive; in Colombia e Cile si sono osservati segnali di ripresa. In Argentina, il governo ha avviato un piano di stabilizzazione economica basato su un forte consolidamento fiscale e su misure di deregolamentazione, con l'obiettivo prioritario di contenere gli elevati livelli di inflazione. Dopo i picchi registrati nei primi mesi dell'anno, l'inflazione ha progressivamente rallentato, portando il tasso medio annuo al 236,8 per cento. Tale dinamica sta proseguendo anche nel 2025. Tuttavia, l'aggiustamento fiscale e le politiche restrittive hanno avuto un impatto recessivo sull'attività economica, con una contrazione del Pil stimata intorno all'1,7 per cento su base annua.

[13] Per maggiori dettagli si rimanda all'approfondimento contenuto nel successivo paragrafo 8.3.

Nel 2024, il mercato del gas europeo è stato caratterizzato da una notevole volatilità, in un contesto condizionato dal perdurare di importanti tensioni geopolitiche, da una domanda ancora debole e da livelli di riempimento degli stoccaggi elevati. Nel primo trimestre, interruzioni nei terminali di gas naturale liquefatto ("Gnl") statunitensi e attacchi russi allo stoccaggio ucraino hanno comportato un aumento dei prezzi, ma il conseguente impatto è stato mitigato da temperature miti e miglioramenti nell'efficienza energetica. Nel secondo e nel terzo trimestre, la ripresa della domanda asiatica e le incertezze legate all'offerta hanno spinto i prezzi del *Title Transfer Facility* ("Ttf") fino a 39 €/MWh in agosto, prima di registrare una nuova accelerazione negli ultimi mesi dell'anno, superando i 40 €/MWh a dicembre a causa dell'aumento stagionale della domanda e del calo delle importazioni sia dall'Algeria che di Gnl. La domanda di gas in Italia si è mantenuta stabile rispetto all'anno precedente, mentre in Spagna ha registrato una contrazione dell'8,1 per cento, riflettendo una maggiore incidenza delle rinnovabili nella generazione elettrica e una domanda industriale ancora debole. Anche sul fronte elettrico, la domanda è tornata a crescere leggermente nei principali mercati: in Italia si è registrato un aumento del 2,2 per cento, trainato dalle temperature elevate nei mesi estivi e dalla ripresa del terziario; in Spagna l'incremento è stato più modesto (+ 0,7 per cento), dovuto in particolare alla crescita dell'attività economica. I prezzi dell'elettricità hanno continuato a scendere, sostenuti dal calo dei prezzi del gas e dalla crescente penetrazione delle rinnovabili: in Italia il prezzo medio *baseload* si è attestato a 108,4 €/MWh (- 15 per cento), mentre in Spagna ha raggiunto 62,9 €/MWh (- 28 per cento).

Sul piano delle altre *commodity* energetiche, il prezzo del *Brent* ha chiuso l'anno in media a 80 $/bbl, in lieve calo rispetto al 2023, nonostante l'aumento della domanda nei Paesi non Ocse e le tensioni geopolitiche. Il carbone ha registrato un calo dell'11,8 per cento, penalizzato dalla minore competitività rispetto al gas e dalla progressiva dismissione degli impianti termici a carbone in Europa. Anche il prezzo della CO_2 ha subito una forte riduzione, con una media di 65 €/ton (- 22,6 per cento), riflettendo la diminuzione della domanda di permessi e la maggiore incidenza delle fonti a basse emissioni nella generazione. Infine, a livello globale, nel 2024 la produzione rinnovabile ha continuato a espandersi, riducendo ulteriormente il ricorso alle fonti fossili sia per la generazione elettrica che per i consumi industriali.

1.4 Riposizionamento strategico dei *business* e delle aree geografiche del Gruppo Enel

La Società ha avviato da anni, nell'ambito del programma di operazioni straordinarie, un percorso verso la semplificazione e il ribilanciamento degli *asset* in portafoglio al fine di focalizzarsi nei Paesi in cui la presenza del Gruppo copre l'intera catena del valore.

Nel 2022 sono state realizzate operazioni di dismissione che hanno contribuito alla riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo per un valore complessivo di quasi 6 miliardi di euro.

Nel Piano strategico del Gruppo relativo al periodo 2023-2025 è stata prevista un'ulteriore razionalizzazione della struttura, attraverso l'uscita da alcuni *business* e da alcune aree geografiche non più allineate alla strategia.

È stato quindi avviato un riposizionamento strategico, conseguendo una struttura societaria più agile e focalizzata in sei Paesi *core* (Italia, Spagna, Stati Uniti, Brasile, Cile e Colombia), attraverso un piano di dismissioni del valore complessivo di circa 20 miliardi di euro in termini di contributo positivo alla riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo (inclusivo delle operazioni realizzate nel 2022).

Nell'ambito di questa strategia, nel biennio 2023-2024 sono state realizzate le seguenti principali operazioni straordinarie di dismissione:

- in Europa, la cessione di tutti gli *asset* in Romania al fine di perseguire l'obiettivo di focalizzazione delle attività secondo il modello operativo di *ownership* in Italia e Spagna;
- in America Latina:
  - l'uscita dal Perù, attraverso la vendita delle partecipazioni nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú s.a.a. ("Enel Generación Perú") e Compañía Energética Veracruz s.a.c. ("Compañía Energética Veracruz"), nella società di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú s.a.a. ("Enel Distribución Perú") e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perù s.a.c. ("Enel X Perù");
  - l'uscita dalla generazione convenzionale in Argentina, attraverso la cessione della partecipazione nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera s.a. ("Enel Generación Costanera");
- in Italia, la razionalizzazione della gestione delle reti di distribuzione che interoperano nella regione italiana della Lombardia;

- l'estensione del modello di "*partnership*", finalizzato a limitare l'apporto di capitale e ad attenuare i relativi rischi, a:
  - alcune aree geografiche, come l'Australia e la Grecia;[14]
  - il *business* relativo ai sistemi di accumulo di energia in Italia, attraverso la cessione del 49 per cento di Enel Libra Flexsys s.r.l. ("Enel Libra Flexsys"), società costituita per la realizzazione e la gestione di un portafoglio di progetti destinati ai servizi regolati di capacità (stoccaggio di energia a batteria e rifacimento di impianti a gas a ciclo aperto);
  - il *business* relativo alla generazione solare in Spagna, attraverso la cessione del 49,99 per cento di Enel Green Power España Solar 1 s.l. ("Egpe Solar 1"), veicolo costituito al fine di detenere tutti gli *asset* fotovoltaici operativi di Endesa in Spagna, per una capacità installata complessiva di circa 2 GW, a cui si è aggiunta nel mese di marzo 2025 la firma di un ulteriore accordo per la cessione del 49,99 per cento del capitale sociale di Egpe Solar 2, s.l.u., società che detiene quattro impianti fotovoltaici operativi in Spagna con una capacità installata complessiva di 446 MW;
- la cristallizzazione del valore di altri *asset* minori nelle rinnovabili non legati a consistenti basi clienti.

La realizzazione del piano di riposizionamento strategico dei *business* e delle aree geografiche sopra descritto con riferimento al biennio 2023--2024 ha comportato complessivamente un impatto positivo sull'indebitamento finanziario netto del Gruppo di circa 11,5 miliardi di euro, che si va a sommare all'effetto di circa 6 miliardi di euro prodotto dalle operazioni M&A realizzate nel 2022.

Avendo sostanzialmente completato il piano di dismissioni, nel primo semestre 2025 sono state finalizzate anche le seguenti principali operazioni straordinarie di acquisizione, in linea con la nuova strategia di crescita del Gruppo Enel nelle rinnovabili, che prevede anche la possibilità di acquisire *asset* operativi in aree geografiche a maggior stabilità regolatoria, politica, macroeconomica e valutaria, in grado di massimizzare il valore del portafoglio:

[14] In Australia è stata perfezionata la cessione del 50 per cento delle società dedicate alle rinnovabili Enel Green Power Australia Pty Ltd ed Enel Green Power Australia Trust e in Grecia è stata finalizzata la vendita del 50 per cento di Enel Green Power Hellas.

- l'acquisizione di un portafoglio di impianti idroelettrici di 626 MW in Spagna, che permette al Gruppo Enel di aumentare ulteriormente la percentuale di vendite di energia coperta dalla propria produzione rinnovabile nel Paese;
- l'acquisizione, tramite la *joint venture* Potentia Energy Group (Pty) Ltd ("Potentia Energy"), di partecipazioni di controllo in un portafoglio di oltre 1 GW di *asset* rinnovabili in Australia;
- l'accordo di *swap* tra Enel Green Power North America, Inc. ("Egpna") e Gulf Pacific Power Llc, che permette a Enel di aumentare di 285 MW la propria capacità rinnovabile consolidata negli Stati Uniti.

1.5 Iniziative nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza

Enel ha assunto iniziative che contribuiscono allo sviluppo del Piano nazionale di ripresa e resilienza[15] ("PNRR") coerentemente con la propria strategia, attraverso progetti relativi allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, alla digitalizzazione e resilienza delle reti, nonché all'elettrificazione degli usi finali dell'energia.

Di seguito si riportano le principali iniziative, avviate dal 2022 in poi, promosse da Enel.[16]

I progetti proposti per le reti di distribuzione mirano a ottenere miglioramenti in ottica *smart grids*[17] e resilienza a eventi atmosferici avversi. Al riguardo, Enel ha partecipato a due bandi per un ammontare complessivo di fondi disponibili pari a circa 4 miliardi di euro e ha ottenuto[18] contributi sia per progetti relativi a *smart grids* (13 progetti, per un totale di contributi a fondo perduto riconosciuti a Enel pari a 3.203 milioni) che per progetti relativi alla resilienza delle reti (11 progetti, per un importo pari a 275 milioni di contributi a fondo perduto).

---

[15] Il Piano nazionale di ripresa e resilienza, pubblicato il 30 aprile 2021 e approvato dalla Commissione europea, assegna all'Italia risorse pari a 191,5 miliardi di euro (di cui 68,9 miliardi di euro in sovvenzioni e 122,6 miliardi di euro in prestiti), alle quali si sommano altri 13 miliardi di euro dal programma React-Eu. A livello nazionale sono stati stanziati inoltre 30,6 miliardi di euro nel Fondo complementare, per un totale di 235 miliardi di euro. In seguito alla revisione del PNRR e all'integrazione con gli ulteriori fondi REPowerEU, avvenute a dicembre 2023, la dotazione del Piano è salita da 191,5 a 194,4 miliardi di euro.

[16] Dati aggiornati a giugno 2025.

[17] Le *smart grids* sono reti di distribuzione dell'energia elettrica che, utilizzando dispositivi dedicati di automazione e digitalizzazione, ottimizzano i flussi di energia elettrica, permettono la connessione in media e bassa tensione dei sistemi distribuiti di produzione dell'energia e dei sistemi di accumulo e minimizzano sovraccarichi e variazioni della tensione elettrica.

[18] Nel corso del mese di dicembre 2022 sono stati pubblicati i decreti di approvazione dei progetti ammessi alle agevolazioni e le relative graduatorie.

Nel corso del 2024, grazie alle risorse derivanti dalla revisione del PNRR e dagli ulteriori fondi da REPowerEU, Enel è risultata aggiudicataria di ulteriori 56,8 milioni, per colmare il parziale finanziamento dei progetti *smart grids* in Lazio e Calabria, e di 25 milioni per progetti mirati a incrementare la resilienza delle reti; con riguardo a quest'ultimi, si tratta di progetti già presentati in risposta all'avviso Resilienza 2022 e ritenuti ammissibili ma non finanziabili per esaurimento risorse; i nuovi fondi REPowerEU hanno consentito di finanziare anche questi progetti. Sono stati avviati i lavori su tutti i progetti relativi alle reti di distribuzione, ad eccezione dei progetti relativi ai fondi resi disponibili nel 2024, che risultano in fase di pianificazione. Si segnala inoltre che nel 2025 Enel si è aggiudicata ulteriori risorse PNRR, pari a circa 367 milioni, per progetti in ambito *Smart Grids* al centro/nord e nel Mezzogiorno a valere sui nuovi fondi REPowerEU, portando il totale dei contributi assegnati a circa 4,1 miliardi.

Inoltre, Enel ha presentato un progetto nell'ambito della filiera industriale dei pannelli fotovoltaici per lo sviluppo di una linea di produzione di scala industriale nella fabbrica 3Sun di Catania (progetto denominato "Tango" - iTaliAN Giga factOry), per la realizzazione di moduli fotovoltaici innovativi, con il raggiungimento al termine dell'investimento di una capacità produttiva di 3 GW all'anno. L'iniziativa, che ha una importante ricaduta a livello occupazionale locale, prevede un investimento complessivo di circa 700 milioni, di cui fino a 89 milioni da PNRR. L'investimento è stato avviato e sono attualmente in corso i lavori per l'ampliamento della fabbrica.

Nell'ambito degli investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico, Enel è impegnata nel progetto relativo al rifacimento dello scarico di fondo della Diga di Pozzillo in Sicilia. Il progetto è assegnatario di un contributo complessivo pari a 32,9 milioni, di cui 25 milioni da PNRR. In seguito alla chiusura delle gare di appalto, avvenuta nel secondo semestre 2023, il cantiere è stato avviato e i lavori sono in corso.

Altra iniziativa riguarda lo sviluppo di progetti per la produzione di idrogeno verde: nella prima metà del 2023, Enel è risultata aggiudicataria di risorse nell'ambito della misura *Hydrogen Valleys*,[19] con un progetto situato nella Regione Puglia, presso la Centrale Federico II di Brindisi,

[19] È questo il termine con cui è più nota la misura PNRR "Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse" (Missione 2 Componente 2, Investimento 3.1), che finanzia progetti per l'installazione di elettrolizzatori e la realizzazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile con cui sono alimentati gli elettrolizzatori stessi.

per il quale si è aggiudicata contributi a fondo perduto per un totale di 9,8 milioni. Il progetto ad oggi non è stato avviato.

Sempre nell'ambito dell'idrogeno verde, Enel ha nel 2024 e 2025 rinunciato a tre progetti Ipcei (*Important projects of common European interest*), autorizzati nella seconda metà del 2022 dalla Commissione europea.[20] La rinuncia a tali progetti è conseguente alle tempistiche di realizzazione non più ritenute idonee (per uno dei progetti, sito in Sardegna, questo elemento rileva particolarmente, data la moratoria di 18 mesi adottata dalla Regione Sardegna sulle autorizzazioni per nuovi impianti rinnovabili) e alla mancata sostenibilità economica dei progetti.

Nell'ambito del primo bando per l'installazione di colonnine di ricarica elettrica pubblicato nel mese di maggio 2023, Enel ha presentato progetti nella procedura competitiva per le aree urbane ed è risultata aggiudicataria di circa 38 milioni. Nel mese di dicembre 2024, con la pubblicazione delle graduatorie del secondo e terzo bando per l'installazione di colonnine, Enel è risultata aggiudicataria di ulteriori risorse pari a 8,8 milioni per ambiti urbani, e pari a 1,7 milioni per ambiti extra-urbani.[21] I progetti afferenti al primo bando risultano in corso, mentre sono in fase di avvio i progetti del secondo e terzo bando. Gli importi indicati sono quelli risultanti nei decreti di pubblicazione delle graduatorie; nel mese di giugno 2025 sono stati ricevuti i decreti di concessione per cinque dei sette ambiti territoriali aggiudicati nella procedura competitiva del 2023.

In considerazione della rimodulazione del PNRR del 2023 e delle misure della nuova Missione 7 "REPowerEU" del Piano, cui si aggiungono le rimodulazioni attese nel 2025, Enel continuerà ad assumere iniziative in linea con la propria strategia di rafforzamento delle reti di distribuzione, oltre a nuove iniziative di interconnessione elettrica transfrontaliera.

Infine, Enel, anche in collaborazione con altri soggetti possibili destinatari di finanziamenti, ha predisposto diversi progetti che prevedono lo sviluppo di iniziative di efficienza energetica; tali

[20] I tre progetti prevedevano l'installazione di elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile per la produzione di idrogeno verde, uno nell'ambito del programma Ipcei Hy2Tech, proposto da Enel Green Power, e due nell'ambito del programma Ipcei Hy2Use, rispettivamente in collaborazione con Eni e Saras. Il primo progetto riguarda un laboratorio sperimentale con un elettrolizzatore da 4 MW situato presso il sito di Carlentini (SR); il secondo progetto, in collaborazione con Eni, relativo a un elettrolizzatore da 20 MW da installare all'interno della bioraffineria di Gela (CL) e a un elettrolizzatore da 10 MW da installare nelle vicinanze della raffineria di Taranto; il terzo progetto, in collaborazione con Saras, riguarda la realizzazione di un elettrolizzatore da 10 MW presso la bioraffineria di Sarroch (CA).

[21] Per questi ultimi, Enel ha partecipato tramite una società partecipata al 50 per cento, Ewiwa; gli importi riportati fanno riferimento alla sola quota Enel.

iniziative sono presentate in funzione dei bandi ufficiali che progressivamente vengono pubblicati.

2. IL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ORGANI

2.1 Il sistema di *corporate governance*

Il sistema di governo societario adottato da Enel si conforma alle disposizioni del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (di seguito "Testo unico della finanza" o "Tuf"), nonché ai principi contenuti nel Codice italiano di *corporate governance*, pubblicato il 31 gennaio 2020 (di seguito "Codice di *corporate governance*"), cui la Società ha aderito nel mese di marzo 2021 quale "società grande" a "proprietà non concentrata",[22] ed è inoltre ispirato alle *best practice* internazionali.

A norma dell'art. 6 del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 ("d. lgs. n. 231 del 2001"), Enel si è dotata di un "Modello organizzativo e gestionale" (di seguito, anche, "Modello 231 di Enel"), composto da una "parte generale" (messa a disposizione del pubblico sul sito *internet* della Società) e da distinte "parti speciali", nel tempo aggiunte e aggiornate al fine di riflettere gli sviluppi tanto dell'organizzazione aziendale quanto delle diverse tipologie di reati ricomprese nell'ambito di applicazione del decreto, la cui commissione il Modello 231 di Enel intende prevenire.

Nel corso del 2021 il Consiglio di amministrazione di Enel ha adottato la "Politica per la gestione del dialogo con gli investitori istituzionali e con la generalità degli azionisti e degli obbligazionisti di Enel" (c.d. "*Engagement policy*", disponibile sul sito *internet* della Società), elaborata in continuità con le prassi già seguite e tenendo conto delle *best practice* adottate in materia dagli investitori istituzionali e riflesse nei codici di *stewardship*. Tale Politica, la quale ha trovato regolare applicazione nel corso del 2024, individua, tra l'altro, le strutture aziendali preposte alle attività di dialogo.

Inoltre, sono state adottate specifiche procedure aziendali in materia di *market abuse* ed è stato istituito e viene regolarmente aggiornato il registro ("*insider list*") nel quale risultano iscritte le persone fisiche o giuridiche che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale, o delle funzioni svolte, nonché l'elenco delle persone aventi accesso a informazioni rilevanti.

---

[22] Il Codice di *corporate governance* definisce "società grande" ogni società la cui capitalizzazione è stata superiore a 1 miliardo di euro l'ultimo giorno di mercato aperto di ciascuno dei tre anni solari precedenti, nonché "società a proprietà concentrata" ogni società in cui uno o più soci che partecipano a un patto parasociale di voto dispongono, direttamente o indirettamente (attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona), della maggioranza dei voti esercitabili in assemblea ordinaria.

2.2 Il Consiglio di amministrazione

Il Consiglio di amministrazione in carica dal 10 maggio 2023 risulta composto da nove membri, tra i quali l'unico Consigliere a rivestire un ruolo esecutivo ai sensi del Codice di *corporate governance* è l'Amministratore delegato; il Presidente è incluso tra gli otto amministratori non esecutivi. Il mandato del Consiglio di amministrazione è destinato a scadere in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025.

In occasione della seduta di insediamento e della seduta del 12 giugno 2023, il Consiglio di amministrazione ha verificato e attestato in capo a tutti gli amministratori non esecutivi la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal combinato disposto dell'art. 147-*ter*, comma 4, e dell'art. 148, comma 3, del Tuf) per i sindaci di società con azioni quotate e ha inoltre verificato e attestato il possesso dei requisiti di onorabilità richiesti dalla normativa bancaria in capo a tutti gli amministratori di Enel, in quanto persona giuridica titolare di una partecipazione qualificata in istituti di moneta elettronica (Enel X Financial Services s.r.l. e Mooney s.p.a.) e in istituti di pagamento (PayTipper s.p.a. e CityPoste Payment s.p.a.).

La verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza viene effettuata dal Consiglio di amministrazione con cadenza annuale; l'ultima verifica è stata effettuate nella seduta consiliare del 12 giugno 2025.

Il Collegio sindacale ha verificato che il Consiglio di amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di *corporate governance*, seguendo, a tal fine, una specifica procedura di accertamento.

Nel corso dell'esercizio 2024, il Consiglio di amministrazione ha tenuto 12 riunioni, che hanno visto la regolare partecipazione dei Consiglieri, nonché la presenza dei componenti del Collegio sindacale.

2.3 I Comitati

In linea con le indicazioni del Codice di *corporate governance*, risultano istituiti, nell'ambito del Consiglio di amministrazione, un "Comitato per le nomine e le remunerazioni", un "Comitato controllo e rischi" e un "Comitato per la *corporate governance* e la sostenibilità".

Inoltre, in attuazione di quanto previsto dalla "Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate di Enel"[23] e dal Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate, è operante un "Comitato parti correlate".

Tutti i suddetti Comitati sono dotati di appositi regolamenti organizzativi che ne disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento.

Nel corso del 2024: (i) il Comitato per le nomine e le remunerazioni ha tenuto undici riunioni; (ii) il Comitato controllo e rischi ha tenuto quindici riunioni; (iii) il Comitato parti correlate ha tenuto quattro riunioni; (iv) il Comitato per la *corporate governance* e la sostenibilità ha tenuto sette riunioni.

Le riunioni dei Comitati sono state caratterizzate dalla regolare partecipazione dei relativi componenti, nonché del Presidente e degli altri membri effettivi del Collegio sindacale.

2.4 Il Collegio sindacale

Il Collegio sindacale in carica, nominato dall'Assemblea ordinaria del 19 maggio 2022, si compone di tre sindaci effettivi e di tre sindaci supplenti ed è restato in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2024. L'Assemblea ordinaria del 22 maggio 2025 ha nominato un nuovo Collegio sindacale, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2027.

In aggiunta ai compiti attribuiti dal Tuf e dal Codice di *corporate governance*, il Collegio sindacale, ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, vigila:

- sul processo di informativa finanziaria e non finanziaria;
- sull'adeguatezza ed efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione dei rischi per quanto attiene all'informativa finanziaria e non finanziaria;

[23] Adottata dal Consiglio di amministrazione nella riunione del 9 novembre 2010, come successivamente modificata e aggiornata, da ultimo, nel 2021.

- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati e sull'attività di attestazione della conformità della rendicontazione consolidata di sostenibilità;
- sull'indipendenza della società di revisione legale (anche in qualità di revisore della sostenibilità), con particolare riferimento alla prestazione di servizi non di revisione forniti alle società del Gruppo.

Il Collegio sindacale non ha rilevato fatti censurabili, omissioni e irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da meritare di essere segnalati alle autorità di vigilanza, ovvero di essere menzionati nella relazione all'Assemblea dei soci.

Nel corso dell'esercizio 2024, il Collegio sindacale ha tenuto 23 riunioni, che hanno visto la regolare partecipazione dei sindaci effettivi.

2.5 La società di revisione

Per gli esercizi dal 2020 al 2028 la revisione legale del bilancio di esercizio di Enel e del bilancio consolidato del Gruppo è affidata ad una società specializzata, individuata all'esito di un'apposita procedura di selezione che si è svolta sotto la responsabilità e su proposta motivata del Collegio sindacale. Il corrispettivo previsto per l'intero periodo 2020-2028 è pari a circa 3,3 milioni per la revisione legale e a circa 1 milione di euro per servizi aggiuntivi per quanto riguarda la sola Capogruppo. Per quanto riguarda l'insieme delle società del Gruppo Enel, il corrispettivo è pari a circa 77,7 milioni per la revisione legale e a circa 21,4 milioni per servizi aggiuntivi.

L'affidamento di incarichi aggiuntivi alla società di revisione che opera nell'ambito del Gruppo è regolato sin dal 2009 da un'apposita procedura che, a seguito delle modifiche intervenute nella normativa comunitaria e nazionale di riferimento, è stata aggiornata nel 2017 con effetto a decorrere dal 1° gennaio 2018 da parte del Collegio sindacale nella sua qualità di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile".

Tale procedura, da ultimo aggiornata il 3 febbraio 2021, prevede che il Collegio sindacale, al fine di garantire l'indipendenza del revisore, approvi preventivamente l'affidamento da parte di società del Gruppo di ogni incarico aggiuntivo – che sia diverso dalla revisione legale dei conti

e per il quale non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale del Gruppo, ovvero di entità appartenenti al relativo *network*.[24]

Alla società di revisione e alle entità appartenenti al relativo *network* sono stati affidati nell'esercizio 2024 da parte delle società del Gruppo Enel incarichi per un corrispettivo complessivo di circa 16,8 milioni, di cui circa 11,7 milioni per servizi di revisione contabile e circa 5,1 milioni per servizi di attestazione; non risultano essere stati affidati incarichi per altri servizi. Per quanto riguarda la sola Capogruppo, si segnala che nel corso dell'esercizio 2024 i corrispettivi riconosciuti alla società di revisione sono ammontati a circa 0,5 milioni per la revisione legale e circa 1,9 milioni per servizi di attestazione.

Tenuto conto della rilevanza degli importi sopra indicati, il Collegio sindacale ha continuato ad esercitare, con il supporto dei servizi di controllo interno, un'attenta vigilanza sul conferimento da parte di Enel e delle altre società del Gruppo ad essa facente capo di incarichi aggiuntivi alla società di revisione e alle entità appartenenti al relativo *network*.

2.6 L'Organismo di vigilanza e il Modello organizzativo *ex* d. lgs. n. 231 del 2001

L'Organismo di vigilanza ("OdV") verifica l'effettiva applicazione del Modello 231 di Enel e monitora le attività di aggiornamento; esso può essere formato da tre a cinque membri nominati dal Consiglio di amministrazione sia tra componenti interni che esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale.

Il Consiglio di amministrazione, nella seduta del 26 luglio 2023, ha provveduto a nominare l'OdV, con durata in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025, prevedendo la composizione dell'organo in tre componenti esterni dotati di una significativa esperienza nella valutazione e organizzazione dei sistemi di controllo interno di cui al d. lgs. n. 231 del 2001 e delle competenze previste nella Parte generale del Modello 231 di Enel.

[24] Tale valutazione preventiva non è richiesta per alcune tipologie di incarichi aggiuntivi aventi caratteristiche ritenute inidonee a minare l'indipendenza del revisore principale; in tali casi il Collegio sindacale è semplicemente destinatario di un'informativa su base semestrale, successiva all'affidamento.

In considerazione delle novità normative intervenute, il Modello 231 di Enel è stato aggiornato in data 29 febbraio 2024,[25] nonché, da ultimo, in data 12 giugno 2025.[26]

Nel corso del 2024, l'OdV ha tenuto 11 riunioni, con il coinvolgimento del *management* delle principali aree di *business* dell'azienda, per esaminare le procedure di controllo a presidio e monitorare le aree di rischio. Ad esito di tale attività, l'OdV ha confermato la sostanziale adeguatezza ed effettiva operatività dei presidi di controllo adottati per la prevenzione dei rischi reato.

Sono stati tenuti incontri con gli organismi di vigilanza (od organi analoghi) delle altre società del Gruppo e promosse iniziative formative.

2.7 Il Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi ("Scigr") di Enel e del Gruppo, in linea con il Codice di *corporate governance*, è costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali, al fine di contribuire al successo sostenibile della Società.

Il modello di "*risk governance*" adottato da Enel è basato su alcuni "pilastri" e su una tassonomia omogenea dei rischi, c.d. *risk catalogue*, in cui le tipologie di rischio identificate sono raggruppate in macro-categorie, *i.e.*: rischi strategici, rischi legati alla *governance* e alla cultura aziendale, rischi legati alla tecnologia digitale, rischi finanziari, rischi operativi e rischi di (non) conformità.

Lo Scigr è integrato nei più generali assetti organizzativi e di governo societario adottati dalla Società e dal Gruppo ed è ispirato alle *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale.

Il modello si articola in tre distinte tipologie di attività: (i) il "controllo di linea" (o di "primo livello"), che è svolto dalle singole unità operative o dalle società del Gruppo sui propri processi al fine di assicurare il corretto svolgimento delle operazioni; esso è demandato alla responsabilità del *management* operativo ed è considerato parte integrante di ogni processo

[25] L'aggiornamento ha riguardato la Parte Generale e le Parti Speciali "A" ("*Reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione, reato di induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità Giudiziaria*"), "B" ("*Reati societari*»), "G" («*Reati di ricettazione, riciclaggio, impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, autoriciclaggio e trasferimento fraudolento di valori*») e "N" («*Reati tributari*»).

[26] L'aggiornamento ha riguardato le Parti Speciali "A" ("*Reati contro la Pubblica amministrazione e delitto induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria*") e "H" ("*Delitti informatici, trattamento illecito di dati e delitti in materia di violazione di diritto d'autore")*, nonché l'inserimento della nuova Parte Speciale "O" ("*Reati contro il patrimonio culturale e paesaggistico, riciclaggio di beni culturali e devastazione e saccheggio di beni culturali*").

aziendale; (ii) i controlli di "secondo livello", che sono affidati a specifiche funzioni aziendali e volti ad assicurare il monitoraggio delle tipologie di rischio descritte nell'ambito del *risk catalogue*; (iii) l'attività di *internal audit*, che rappresenta i controlli di "terzo livello", volti alla verifica dell'efficacia e della adeguatezza dello Scigr nel suo complesso, anche mediante un'azione di monitoraggio dei controlli di linea, nonché delle attività di controllo di secondo livello.

Il Consiglio di amministrazione – con il supporto del Comitato controllo e rischi – svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza dello Scigr, definendo la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo – includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo – ed esercitando le prerogative individuate in tale ambito dal Codice di *corporate governance*. In particolare, l'Amministratore delegato svolge il ruolo di amministratore incaricato dell'istituzione e del mantenimento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Comitato rischi di gruppo, presieduto dall'Amministratore delegato, ha la responsabilità di analizzare le principali esposizioni e i principali temi di rischio del Gruppo, adottare specifiche *policy* di rischio applicabili alle società del Gruppo, approvare specifici limiti operativi, autorizzandone, laddove necessario e opportuno, deroghe a fronte di specifiche circostanze o esigenze, nonché definire le strategie di risposta al rischio.

2.7.1 Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria, fiscale e non finanziaria

Nell'ambito della Società e del Gruppo, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ha implementato un apposito sistema di controllo interno sul *corporate reporting* che presiede la redazione del bilancio di esercizio della Società, del bilancio consolidato di Gruppo e della relazione finanziaria semestrale consolidata di Gruppo.

Il sistema di controllo interno sul *corporate reporting* è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza può compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria e non finanziaria, nonché dell'informativa fiscale.

Tale sistema è definito nel rispetto delle previsioni: (i) dell'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, che disciplina, nell'ambito dell'organizzazione aziendale delle società con azioni quotate, la figura del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari; (ii) del decreto legislativo 6 settembre 2024, n. 125, che ha recepito nell'ordinamento nazionale la *Corporate sustainability reporting directive*; (iii) della disciplina in materia di controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili di cui alla sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* statunitense del 2002, che trova applicazione alla società controllata quotata Enel Chile s.a. ("Enel Chile") avente *American depositary shares* quotate presso il *New York stock exchange*; (iv) del decreto legislativo 5 agosto 2015, n. 128, che ha istituito il regime di c.d. "adempimento collaborativo". L'articolazione del sistema di controllo interno sul *corporate reporting* è inoltre definita coerentemente al modello *Internal controls – integrated framework*, emesso dal *Committee of sponsoring organizations of the treadway commission* (c.d. "*Coso report*"), il quale prevede cinque componenti[27] che, in relazione alle loro caratteristiche, operano sia a livello di entità organizzativa che di processo operativo. Il *Coso report* è integrato per gli aspetti informatici dal modello *Control objectives for information and related technology*. La metodologia, i ruoli, le responsabilità, le attività da porre in essere e i flussi informativi per l'implementazione, il monitoraggio e l'aggiornamento nel tempo del sistema di controllo interno sul *corporate reporting* sono definiti da una apposita procedura. In tale contesto, all'Unità *Internal control over reporting* è assegnata la responsabilità di implementare e gestire, a livello di Gruppo, un'adeguata ed efficace piattaforma ai fini del controllo interno sul *corporate reporting* (c.d. "piattaforma Icr"). Tale piattaforma, oltre all'informativa finanziaria (c.d. "*scope financial reporting*") storicamente oggetto del sistema di controllo interno, include in modo integrato anche uno *scope* dedicato al sistema di controllo interno sull'informativa non finanziaria (c.d. "*scope Esg*") e uno *scope* dedicato al sistema di controllo interno sull'informativa fiscale (c.d. "*scope tax control framework* – Tcf"). Per quanto concerne lo *scope Esg*, Enel rappresenta da tempo in modo integrato i dati e le informazioni di natura finanziaria e non finanziaria all'interno della relazione finanziaria annuale. Sin dal 2020 il sistema di controllo interno sul *corporate reporting* ha incluso anche la gestione dei rischi di natura non finanziaria, attraverso la mappatura di nuovi processi relativi alla definizione e al consolidamento di alcuni indicatori Esg esposti nella relazione. Negli anni

[27] Al riguardo, le cinque componenti del modello "*Internal controls – integrated framework*" sono: ambiente di controllo; "*risk assessment*"; attività di controllo; sistemi informativi e flussi di comunicazione; attività di monitoraggio.

successivi lo *scope Esg* è stato ampliato in conformità con il nuovo *framework* normativo europeo, arrivando nel 2024 a includere gli *Esg topic* emersi dall'analisi di doppia materialità e rappresentati nella rendicontazione consolidata di sostenibilità, inserita in un'apposita sezione della relazione sulla gestione della relazione finanziaria annuale. Per quanto concerne lo *scope Tcf*, al fine di consolidare un atteggiamento di collaborazione verso l'Amministrazione finanziaria italiana, Enel ha promosso a partire dal 2017 l'adesione al regime di adempimento collaborativo in ambito fiscale (c.d. "*tax cooperative compliance*") per alcune società italiane del Gruppo. Tale adesione ha comportato l'impegno a sviluppare progressivamente un apposito sistema di rilevazione, misurazione, gestione e controllo del rischio fiscale (c.d. "*Tax control framework* – Tcf"), in linea con le indicazioni dell'Ocse e con la disciplina fiscale nazionale. Inoltre, per effetto della costituzione nel 2021 di un unico soggetto passivo Iva (c.d. Gruppo Iva), è prevista l'adesione progressiva al Tcf di tutte le società italiane. Al fine di assicurare un'applicazione omogenea del modello di controllo all'interno del Gruppo, parallelamente al perimetro italiano il modello Tcf è stato esteso anche ad alcuni Paesi esteri (Argentina, Brasile, Cile e Colombia), pur in assenza di una specifica richiesta della normativa locale. Nell'ambito della piattaforma Icr la metodologia di mappatura dei processi, le metriche di misurazione dei rischi, nonché l'identificazione dei presidi di controllo sono omogenee per tutti gli *scope* in essa inclusi, con l'obiettivo di garantire l'attendibilità dell'informativa contenuta nel *corporate reporting* e l'idoneità del processo di redazione dei documenti contabili a produrre un'informativa coerente con il *framework* normativo di riferimento e gli *standard*/principi di rendicontazione adottati dal Gruppo.

2.8 Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e della rendicontazione di sostenibilità

L'attività del Dirigente si iscrive nell'ambito dei controlli di secondo livello, in quanto responsabile, per legge, della definizione e dello sviluppo di un idoneo sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria nell'ambito della Società e del Gruppo. Inoltre, il sistema di controllo interno è stato esteso per garantire l'affidabilità dell'informativa non finanziaria/di sostenibilità e dell'informativa fiscale. A tale fine, il Dirigente preposto cura la predisposizione di adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio e

del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario, fiscale e non finanziario di Enel e rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili. Il Dirigente preposto rilascia inoltre, unitamente all'Amministratore delegato della Società, un'attestazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e al bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel concernente l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili, nonché l'attendibilità dei dati ivi contenuti e la loro conformità con i principi contabili internazionali di riferimento. A decorrere dall'esercizio 2024, unitamente all'Amministratore delegato, è chiamato a rilasciare l'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità.

A tal fine, tramite l'Unità *Internal control over reporting*, il Dirigente preposto assicura l'efficace attuazione, a livello di Gruppo, del processo di identificazione, analisi e controllo dei rischi correlati all'informativa finanziaria, non finanziaria/di sostenibilità e fiscale, nonché la coerenza e l'omogeneità nell'utilizzo della metodologia di Gruppo finalizzata a garantire la trasparenza e l'integrità delle comunicazioni fornite ai mercati.

2.9 Politica in materia di remunerazione. I compensi corrisposti nel corso del 2024

La politica in materia di remunerazione di Enel è funzionale al perseguimento del successo sostenibile della Società ed è volta ad attrarre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto nella Società medesima, nonché a promuovere la missione e i valori aziendali.

I compensi – individuati secondo un criterio di competenza – spettanti per l'esercizio 2024 ai componenti del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, al Direttore generale e ai Dirigenti con responsabilità strategiche, di seguito indicati, sono stati determinati in conformità con la politica per la remunerazione approvata dall'Assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024.

2.9.1 Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di amministrazione

Il compenso spettante ai componenti del Consiglio di amministrazione in carica nel 2024 è stato determinato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 nella misura di 80.000 euro lordi annui per ciascuno dei componenti del Consiglio stesso, oltre al rimborso delle spese sostenute in ragione del loro ufficio, dietro presentazione della relativa documentazione giustificativa.
Il compenso aggiuntivo per i Consiglieri chiamati a far parte dei Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di amministrazione è stato successivamente fissato da quest'ultimo – con delibera adottata il 6 luglio 2023, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni e sentito il parere del Collegio sindacale – nella misura di 30.000 euro lordi annui per il Presidente di ciascun Comitato e di 20.000 euro lordi annui per gli altri componenti, unitamente a un gettone di presenza, per tutti i componenti, pari a 1.000 euro a seduta; il compenso complessivo riconosciuto a ciascun Consigliere per la partecipazione ai Comitati non può superare, tuttavia, la soglia di 70.000 euro lordi annui.
I Consiglieri non esecutivi in carica nel corso del 2024 hanno maturato compensi per un importo complessivo di 1.520.480 euro,[28] a fronte di quello di 958.351 euro maturato *pro rata temporis* nel 2023.

2.9.2 Compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato-Direttore generale

Nel definire il trattamento economico del Presidente e dell'Amministratore delegato-Direttore generale per il 2024, il Consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, ha tenuto conto delle risultanze dell'analisi di *benchmark* effettuata da un consulente indipendente e delle *opinion* rilasciate alla luce dell'analisi di un unico gruppo di comparazione (*peer group*), composto dall'integrazione di tre sottogruppi.[29]

---

[28] Tale importo include il compenso maturato dal Presidente del consiglio di amministrazione, definito secondo quanto riportato nel successivo paragrafo 2.9.2. Si segnala inoltre che gli emolumenti e i compensi spettanti a uno dei Consiglieri non esecutivi – fatta eccezione per i gettoni di presenza relativi alla partecipazione alle riunioni dei Comitati consiliari - sono stati interamente versati al Mef ai sensi della direttiva della Presidenza del consiglio dei ministri – dipartimento della funzione pubblica del 1° marzo 2000.

[29] I sottogruppi sono i seguenti: (i) società italiane a respiro globale, assimilabili a Enel in termini di complessità ed elementi dimensionali, che rappresentano per la stessa Enel un riferimento in termini di mercato del lavoro e prassi nazionali; (ii) società *comparable* di *business*, ovvero società europee dimensionalmente affini e simili a Enel in termini di *business model*, servizi forniti e presidio della catena del valore, che rappresentano un riferimento in termini di prassi di *business*; (iii) società europee di rilevanti dimensioni, ovvero società quotate nei principali listini continentali assimilabili a Enel in termini di complessità e di interesse in un'ottica di *people competition*.

Per il Presidente del Consiglio di amministrazione e per l'Amministratore delegato-Direttore generale è stato confermato per il 2024 il medesimo trattamento retributivo stabilito per il precedente esercizio. Tale trattamento retributivo è costituito, per il Presidente del Consiglio di amministrazione, dalla sola componente fissa,[30] mentre per l'Amministratore delegato-Direttore generale esso comprende una componente fissa,[31] una componente variabile di breve termine e una componente variabile di lungo termine derivante dalla partecipazione, in qualità di Amministratore delegato-Direttore generale, ai piani di incentivazione di lungo termine (piani di *Long term incentive*) varati periodicamente dalla Società nei confronti del *top management* del Gruppo. In particolare, per il 2024 la remunerazione variabile di lungo termine è legata alla partecipazione all'apposito piano *Long term incentive* 2024. Nella tabella che segue sono riportati i compensi maturati nel 2024, secondo un criterio di competenza, dal Presidente del Consiglio di amministrazione e dall'Amministratore delegato-Direttore generale; per maggiori dettagli sulle singole voci si rinvia alla seconda sezione della relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2025 e sui compensi corrisposti nel 2024, approvata dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025 e disponibile sul sito *internet* della Società. Nella medesima tabella, al fine di agevolare un raffronto, sono altresì riportati i compensi maturati *pro rata temporis* dal Presidente e dall'Amministratore delegato-Direttore generale nel 2023 a decorrere dalla data di nomina nel maggio del medesimo anno.

[30] Tale compenso fisso assorbe: (i) l'emolumento base di 80.000 euro lordi annui deliberato dall'Assemblea dei soci; (ii) l'emolumento e i gettoni di presenza spettanti per l'eventuale partecipazione a Comitati costituiti nell'ambito del medesimo Consiglio di amministrazione; (iii) i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione a consigli di amministrazione di società non quotate controllate e/o partecipate da Enel e/o di società non quotate o enti che rivestano interesse per il Gruppo, con conseguente rinuncia o riversamento degli stessi.

[31] Il compenso fisso assorbe quello di 80.000 euro lordi annui spettante all'Amministratore delegato quale componente del Consiglio di amministrazione, nonché quelli eventualmente spettanti per l'assunzione di cariche sociali in società controllate e/o partecipate da Enel e/o in enti che rivestono interesse per il Gruppo Enel, con conseguente rinuncia o riversamento degli stessi.

Tabella 5 - Compensi maturati dal Presidente e dall'Amministratore delegato-Direttore generale

	2024	2023
Presidente		
Emolumento fisso	500.000	321.918
Valorizzazione di benefici non monetari	15.480	15.476
Totale	**515.480**	**337.394**
Amministratore delegato-Direttore generale		
Emolumento fisso AD	450.000	289.726
Emolumento fisso DG	1.070.000	683.154
Remunerazione variabile di breve termine AD	540.000	346.192
Remunerazione variabile di breve termine DG	1.284.000	823.167
Valorizzazione di benefici non monetari	73.378	41.870
Valorizzazione del patto di non concorrenza	166.667	166.667
Totale	**3.584.045**(1)	**2.350.776**(2)

(1) Tale importo non include la valutazione al *fair value*, pari complessivamente a 1.153.137 euro, di competenza dell'esercizio 2024, delle azioni Enel assegnate in relazione ai Piani *Long term incentive* 2023 e 2024 che saranno erogate subordinatamente e proporzionalmente al raggiungimento degli obiettivi di *performance* alla fine del relativo *performance period* triennale, nella misura e secondo i tempi definiti dai suddetti piani di incentivazione.
(2) Tale importo non include la valutazione al *fair value*, pari a 155.483 euro, di competenza dell'esercizio 2023 delle azioni Enel assegnate in relazione al Piano *Long term incentive* 2023 che saranno erogate subordinatamente e proporzionalmente al raggiungimento degli obiettivi di *performance* alla fine del relativo *performance period* triennale, nella misura e secondo i tempi definiti dal richiamato Piano *Long term incentive* 2023.
Fonte: Enel

La remunerazione variabile di breve termine per il 2024 dell'Amministratore delegato-Direttore generale è stata determinata dal Consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, a seguito della verifica effettuata, nella seduta del 13 marzo 2025, sul livello di raggiungimento degli obiettivi annuali per il 2024.
Nel complesso, i compensi maturati nel 2024 dai vertici societari hanno registrato, rispetto all'esercizio precedente, un incremento complessivamente pari a 1.411.355 euro. Tale incremento è riconducibile essenzialmente alla circostanza che nel 2023 il compenso considerato è stato maturato *pro rata temporis.*

2.9.3 Compensi dei componenti del Collegio sindacale

Il compenso dei componenti del Collegio sindacale in carica nel 2024 (nominati dall'Assemblea dei soci del 19 maggio 2022 per il mandato 2022-2024) è stato determinato nella misura di 85.000 euro annui per il Presidente e di 75.000 euro annui per ciascuno dei sindaci effettivi, per un importo complessivo, nell'esercizio di riferimento, di 235.000 euro. I compensi non hanno subìto modifiche rispetto a quelli determinati con riferimento al precedente mandato.

Nel 2024, ai componenti degli organi di controllo delle società controllate di diritto italiano è stato riconosciuto, quale emolumento per la carica ricoperta, un importo fisso onnicomprensivo secondo le fasce indicate nella seguente tabella.[32]

Tranne che nella *subholding* italiana e nelle società maggiormente rilevanti, l'incarico può essere affidato a un sindaco unico; in tal caso, l'emolumento è generalmente pari a quello previsto per il Presidente del Collegio sindacale delle società della stessa fascia.

Tabella 6 - Compensi dei componenti degli organi di controllo

Compensi maturati nel 2024	
Presidente del Collegio sindacale di Enel	85.000
Sindaco effettivo di Enel	75.000
Presidente del Collegio sindacale della *subholding* italiana	40.000
Sindaco effettivo della *subholding* italiana	30.000
Presidente del Collegio sindacale delle società maggiormente rilevanti	36.000
Sindaco effettivo delle società maggiormente rilevanti	27.000
Presidente del Collegio sindacale o Sindaco unico delle società di grandi dimensioni	33.000
Sindaco effettivo delle società di grandi dimensioni	23.000
Presidente del Collegio sindacale o Sindaco unico delle società di medie dimensioni	25.000
Sindaco effettivo delle società di medie dimensioni	15.000
Presidente del Collegio sindacale o Sindaco unico delle società di piccole dimensioni	15.000
Sindaco effettivo delle società di piccole dimensioni	8.000
Presidente del Collegio sindacale o Sindaco unico delle società di scopo attive	8.000
Sindaco effettivo delle società di scopo attive	5.000
Presidente del Collegio sindacale o Sindaco unico delle società di scopo inattive	6.000
Sindaco effettivo delle società di scopo inattive	3.000

Fonte: Enel

2.9.4 Compensi dei dirigenti con responsabilità strategiche

I compensi maturati nel 2024 da coloro che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le funzioni di dirigenti con responsabilità strategiche[33] ammontano a complessivi 7.436.131 euro.[34]

[32] A tal fine, sono predisposti e periodicamente aggiornati gli elenchi delle società appartenenti alle diverse fasce, definiti sulla base del presumibile impegno e responsabilità dei relativi organi di controllo.

[33] Quali individuati dall'Amministratore delegato tra i suoi diretti riporti in considerazione della rilevanza delle funzioni ad essi assegnate nell'ambito del Gruppo.

[34] Tale importo si riferisce a tutti coloro che nel corso dell'esercizio 2024 hanno ricoperto le funzioni di dirigenti con responsabilità strategiche (per un totale di 5 posizioni). Esso tiene conto anche del valore, alla data di maturazione, delle azioni Enel relative al piano Lti 2022 in concreto attribuite agli interessati a seguito della consuntivazione degli obiettivi del Piano stesso. Si aggiunge, inoltre, che nel 2023, i compensi maturati da coloro che hanno ricoperto nel medesimo esercizio le funzioni di dirigenti con responsabilità strategiche (per un totale di 6 posizioni, divenute 5 dal mese di luglio 2023), ammontavano a 8.474.876 euro.

Per prassi aziendale, i dirigenti in servizio chiamati ad assumere la carica di consiglieri di amministrazione, nonché di presidenti, ovvero di amministratori delegati delle società del Gruppo, rinunciano ai compensi deliberati in loro favore dalle già menzionate società, ovvero li riversano alla società di appartenenza.
Sulla remunerazione e sul sistema di incentivazione del *management* si riferirà più dettagliatamente nel paragrafo n. 4.2 che segue.

2.9.5 La relazione sulla politica in materia di remunerazione ai sensi dell'art. 123-*ter* del Tuf

L'art. 123-*ter* del Tuf prevede che le società con azioni quotate *"…mettono a disposizione del pubblico..."*, almeno 21 giorni prima della data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio, *"…una relazione sulla politica di remunerazione e sui compensi corrisposti…"*, predisposta sulla base delle indicazioni fornite dalla Consob, ripartita in due sezioni, la prima delle quali è sottoposta al voto vincolante degli azionisti.
Nella relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2025 e sui compensi corrisposti nel 2024 è esposta una dettagliata informativa al mercato e agli azionisti, sia sulla politica della Società in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di amministrazione, del Direttore generale, dei dirigenti con responsabilità strategiche e dei componenti del Collegio sindacale con riferimento all'esercizio 2025, sia sulle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica medesima (Prima sezione), sia sui compensi dei soggetti sopra indicati relativi all'esercizio 2024 (Seconda sezione).
L'Assemblea tenutasi il 22 maggio 2025 ha approvato la Prima sezione con voto vincolante favorevole per il 94,16 per cento del capitale sociale rappresentato; la Seconda sezione è stata approvata con voto non vincolante dell'Assemblea favorevole per il 99,19 per cento del capitale sociale rappresentato.
Nella medesima Assemblea è stato approvato il Piano *Long term incentive* ("Piano Lti") per il 2025, destinato al *management* di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, con il voto favorevole del 99,13 per cento del capitale sociale rappresentato.

3. LA STRUTTURA ORGANIZZATIVA E IL *BUSINESS* DEL GRUPPO ENEL

Nel corso del 2024 è proseguita l'azione di semplificazione organizzativa, con l'obiettivo di rendere il processo decisionale più rapido, di migliorare il modello di funzionamento e di rafforzare il controllo sui principali processi di Gruppo. In particolare, è stato avviato un percorso di riorganizzazione diretto a superare il precedente assetto a matrice con doppio riporto, al fine di ridurre la complessità organizzativa e rafforzare il presidio sui Paesi e sulle linee di *business* globali. Lo sviluppo del nuovo modello organizzativo ha, inoltre, consentito alle direzioni di *staff* una maggiore flessibilità nel cogliere opportunità di integrazione, efficientamento e ottimizzazione nell'allocazione delle risorse, e alle direzioni globali di concentrarsi sulle attività *core* di competenza.

Nel quadro della riorganizzazione, la semplificazione dei processi decisionali è stata accompagnata, da un lato, da un rafforzamento delle responsabilità delle singole direzioni sulla gestione dei processi di competenza e sul raggiungimento degli obiettivi assegnati, e, dall'altro, da una più chiara definizione dei processi applicabili a Enel in qualità di capogruppo, al fine di poter svolgere con maggiore efficacia le funzioni di indirizzo e coordinamento sul Gruppo.

Tra le modifiche organizzative più rilevanti, si segnala in particolare: (i) l'integrazione in America Latina della gestione dei clienti del mercato regolato nelle strutture di Paese di Enel Grids (ii) la concentrazione nell'ambito della linea di *business* di Enel X della gestione di tutti i clienti, sia di *commodity* che di beni e servizi.

Di seguito la struttura organizzativa del Gruppo Enel, che si articola in quattro Divisioni globali, tre aree geografiche (due Paesi e una Regione), una Funzione globale di servizio e sette Funzioni di *Holding*.

Le Divisioni (o "*Global business line*") sono: "*Enel green power and thermal generation*", "*Global energy and commodity management and chief pricing officer*", "*Enel grids and innovation*", "*Enel X global retail*" e hanno il compito di sviluppare, costruire, operare e manutenere gli *asset* nelle varie aree geografiche, svolgere le attività di *trading*, nonché sviluppare e gestire il portafoglio di nuovi prodotti e servizi (oltre alla *commodity*) ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito. In conformità con le politiche e normative di sicurezza, protezione e ambiente, le Divisioni hanno il compito di massimizzare l'efficienza dei processi gestiti e di applicare le

migliori pratiche a livello mondiale, condividendo con i Paesi e la Regione la responsabilità su Ebitda, Ebit, flussi di cassa e ricavi.

La ripartizione geografica è organizzata in due Paesi e una Regione ("*Italy*", "*Iberia*", "*Rest of the world*"). A ciascuna di queste entità è affidata la responsabilità dei risultati economico-finanziari del relativo ambito geografico, nonché di gestire le attività prettamente locali e fornire supporto in termini di *staff* e servizi alle linee di *business* presenti nel Paese di riferimento, nonché alle attività gestite secondo il modello di *stewardship*. Tra le diverse attività di competenza dei due Paesi e della Regione, si evidenziano in particolare: (i) la gestione delle relazioni con i clienti, gli organi istituzionali e le autorità regolatorie locali, i *media* e tutti gli altri *stakeholder* interessati dalle attività del Gruppo, (ii) l'ottimizzazione dell'equilibrio tra il portafoglio clienti e gli *asset* di generazione al fine di massimizzare la creazione di valore a lungo termine, (iii) l'adozione dei più elevati *standard* di sicurezza e ambientali, (iv) le attività di vendita di energia elettrica, di gas e di nuovi prodotti e servizi, e (v) la definizione e il perseguimento degli obiettivi di efficienza e qualità.

Alla Funzione globale di servizio ("*Global services*") è affidato il compito di gestire in modo integrato tutte le attività del Gruppo relative allo sviluppo e alla *governance* delle soluzioni digitali, degli acquisti, della gestione del valore del patrimonio immobiliare e dei relativi servizi generali.

Le Funzioni di *Holding* hanno il compito di gestire i processi di *governance* a livello di Gruppo ("*Administration, finance and control*", "*People and organization*", "*External relations*", "*Legal, corporate, regulatory and antitrust affairs*", "*Audit*", "*Security*", "*CEO office, strategy and sustainability*").

Il Gruppo, avvalendosi anche di uno specifico Comitato per gli investimenti (composto, oltre che dall'Amministratore delegato, anche dai direttori delle Funzioni "*Administration, finance and control*", "*Legal, corporate, regulatory and antitrust affairs*", "*Global services*" nonché dai responsabili delle Divisioni, dei Paesi e della Regione coinvolti nell'investimento), ha una visione industriale centralizzata dei progetti delle varie Divisioni. I progetti vengono valutati non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo, che rispondono alle linee strategiche, integrando in modo esplicito gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni unite all'interno della strategia economico-finanziaria e promuovendo un modello di *business* a bassa emissione di carbonio. Inoltre, ogni Divisione

contribuisce al percorso per la transizione energetica e alla lotta al cambiamento climatico attraverso la gestione dei relativi rischi e opportunità per il proprio perimetro di competenza.
I Paesi e la Regione, oltre a quanto già illustrato, hanno il compito di promuovere la decarbonizzazione e guidare la transizione energetica verso un modello di *business* a bassa emissione di carbonio, nell'ambito delle rispettive aree di responsabilità.
Infine, si segnala che la gestione delle tematiche *Environmental, social and governance* ("Esg"), dei relativi *stakeholder* e degli adempimenti riguardanti il bilancio di sostenibilità è stata attribuita alla Funzione "*Ceo office, strategy and sustainability*", in collaborazione con "*Administration, finance and control*". Questo approccio integrato garantisce che le politiche ambientali, sociali e di *governance* siano allineate con gli obiettivi strategici del Gruppo, promuovendo la sostenibilità a lungo termine e il valore per gli *stakeholder*.
Si illustrano di seguito le principali responsabilità delle Divisioni in cui si articola la struttura organizzativa del Gruppo.

3.1 Le Divisioni

Si riportano di seguito i compiti delle quattro Divisioni che operano a livello di Gruppo per sviluppare, costruire, operare e manutenere gli *asset* nelle varie aree geografiche, svolgere le attività di *trading*, nonché gestire il portafoglio clienti e i nuovi prodotti e servizi.

Enel green power and thermal generation
La Divisione si occupa della gestione integrata della crescita della capacità rinnovabile, del processo di decarbonizzazione e degli *asset* di *storage*.

Global energy and commodity management and chief pricing officer
Opera a livello di Gruppo per massimizzare il margine lordo sull'energia nei mercati di interesse, nel rispetto dei limiti di rischio assegnati, attraverso la gestione delle forniture di gas e combustibili e del dispacciamento locale della flotta di generazione termoelettrica e rinnovabile. Inoltre, fornisce indicazioni per la determinazione dei prezzi dei prodotti commerciali e di *trading*, nonché modelli, *analytics* e analisi di mercato. Infine, cura la strategia di *hedging* e l'esposizione al rischio *commodity* del portafoglio globale e gestisce il *trading* su

energia nei mercati *wholesale*, nonché su altre *commodity*, derivati energetici e prodotti energetici strutturati.

Enel grids and innovation

Tramite lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture abilitanti la transizione energetica, garantisce affidabilità nella fornitura di energia e qualità del servizio alle comunità attraverso reti resilienti e flessibili, facendo leva su efficienza, tecnologia e innovazione digitale, e assicurando adeguati ritorni sugli investimenti e generazione di cassa.

Inoltre, considerata la rilevanza della rete in termini di investimenti e margine e il ruolo di abilitatore di sistema per lo sviluppo della transizione energetica e dell'elettrificazione, la Divisione svolge un coordinamento unico a livello di Gruppo relativamente all'innovazione.

Enel X global retail

Si occupa in modo specifico della gestione dell'offerta energetica (*commodity*) e di servizi c.d. "*beyond commodity*" (inclusa la mobilità elettrica), nonché di ampliare la base clienti massimizzando il valore per il cliente. Inoltre, innova e sviluppa i servizi offerti gestendone l'intero ciclo di vita, dall'ideazione sino alla commercializzazione e alle attività post-vendita. In particolare, la Divisione persegue lo sviluppo del margine integrato gestendo l'offerta energetica, i servizi e il portafoglio di soluzioni, nonché ampliando la base clienti; gestisce lo *scouting* di nuove tecnologie e sviluppa nuovi modelli di *business*.

3.2 Risultati economici e patrimoniali per area geografica di attività

Si riporta di seguito la rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area geografica di attività, attraverso i dati utilizzati dalla Società per monitorare le *performance* del Gruppo, nei due esercizi messi a confronto.

Tabella 7 - Italia

(milioni di euro)

Risultati economici	2024	2023	Variaz. ass.
Ricavi e altri proventi verso terzi	36.095	49.145	-13.050
Ricavi e altri proventi intersettoriali (1)	145	182	-37
Totale ricavi	**36.240**	**49.327**	**-13.087**
Totale costi	25.698	38.792	-13.094
Risultati netti da contratti su *commodity*	1.496	233	1.263
Ammortamenti	2.457	2.325	132
Impairment	964	824	140
Ripristini di valore	-46	-22	-24
Risultato operativo	**8.663**	**7.641**	**1.022**
Dati patrimoniali			
Immobili, impianti e macchinari	36.659	34.361	2.298
Attività immateriali	3.082	3.122	-40
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	61	90	-29
Crediti commerciali	7.397	8.819	-1.422
Altro	3.222	4.281	-1.059
Attività operative (2)	**50.421**	**50.673**	**-252**
Debiti commerciali	6.855	9.001	-2.146
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.253	4.318	-65
Fondi diversi	3.508	3.078	430
Altro	7.218	6.913	305
Passività operative (3)	**21.834**	**23.310**	**-1.476**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Di cui 631 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2023.
(3) Di cui 155 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2023.
Fonte: Enel

Il risultato operativo in Italia registra un incremento principalmente riconducibile alla maggiore produzione di energia rinnovabile, in particolare da fonte idroelettrica e solare, nonché alla rilevazione di un provento di 989 milioni relativo alla cessione ad A2A s.p.a. ("A2A") del 90 per cento del capitale sociale di Duereti s.r.l. ("Duereti"), società proprietaria delle attività di distribuzione di energia elettrica di alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.

La diminuzione dei ricavi è da ricondurre principalmente alla riduzione dei prezzi delle *commodity* energetiche combinata alle minori quantità di energia prodotte da fonte termoelettrica e di gas intermediate, solo parzialmente compensata dai maggiori volumi di energia elettrica prodotti e venduti da fonte rinnovabile.

I costi, in particolare quelli per l'acquisto di "Energia elettrica", "Gas" e "Altri combustibili", si riducono prevalentemente per la menzionata riduzione dei prezzi medi delle *commodity*

energetiche, connessa anche a una riduzione dei volumi trattati rispetto al precedente esercizio. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei costi per servizi e godimento beni di terzi, dovuto essenzialmente ai maggiori oneri per vettoriamenti passivi, connessi all'applicazione di specifici provvedimenti emessi dalle autorità per la regolazione delle tariffe. I risultati netti da contratti su *commodity* nel corso del 2024 registrano un miglioramento di 1.263 milioni rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Tabella 8 - Iberia

(milioni di euro)

Risultati economici	**2024**	**2023**	**Variaz. ass.**
Ricavi e altri proventi verso terzi	21.285	25.418	-4.133
Ricavi e altri proventi intersettoriali (1)	11	10	1
Totale ricavi	**21.296**	**25.428**	**-4.132**
Totale costi	15.199	18.578	-3.379
Risultati netti da contratti su *commodity*	-908	-3.171	2.263
Ammortamenti	1.981	1.911	70
Impairment	534	558	-24
Ripristini di valore	-218	-197	-21
Risultato operativo	**2.892**	**1.407**	**1.485**
Dati patrimoniali			
Immobili, impianti e macchinari	23.553	23.527	26
Attività immateriali	16.065	16.178	-113
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	82	80	2
Crediti commerciali	3.442	4.011	-569
Altro	2.347	2.375	-28
Attività operative (2)	**45.489**	**46.171**	**-682**
Debiti commerciali	2.270	2.888	-618
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	3.802	3.537	265
Fondi diversi	3.000	3.177	-177
Altro	3.093	3.556	-463
Passività operative (3)	**12.165**	**13.158**	**-993**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Di cui 37 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2024.
(3) Di cui 17 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2024.
Fonte: Enel

Anche in Spagna i ricavi si riducono di 4.132 milioni (- 16,2 per cento), soprattutto per la riduzione dei volumi di energia elettrica e gas venduti, accompagnata da un ribasso dei prezzi

medi di vendita rispetto al 2023, in linea con la progressiva stabilizzazione dei mercati energetici europei.

I costi, in particolare per l'acquisto di "Energia elettrica", "Gas" e "Altri combustibili", si riducono prevalentemente per effetto dei minori volumi acquistati a prezzi medi decrescenti rispetto al precedente esercizio.

Il risultato operativo risente dei migliori risultati netti da contratti su *commodity* che, nel corso del 2024, registrano un miglioramento di 2.263 milioni rispetto all'esercizio precedente, in larga parte per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato nonché dei maggiori margini ottenuti sul mercato libero, grazie alla sopra menzionata riduzione dei costi di approvvigionamento.

Tabella 9 - Resto del Mondo

(milioni di euro)

Risultati economici	**2024**	**2023**	**Variaz. ass.**
Ricavi e altri proventi verso terzi	21.444	20.927	517
Ricavi e altri proventi intersettoriali (1)	46	354	-308
Totale ricavi	**21.490**	**21.281**	**209**
Totale costi	14.295	15.091	-796
Risultati netti da contratti su *commodity*	-107	-38	-69
Ammortamenti	2.027	1.931	96
Impairment	592	1.879	-1.287
Ripristini di valore	-28	-48	20
Risultato operativo	**4.497**	**2.390**	**2.107**
Dati patrimoniali			
Immobili, impianti e macchinari	34.457	35.524	-1.067
Attività immateriali	9.085	11.397	-2.312
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	560	520	40
Crediti commerciali	5.013	5.302	-289
Altro	1.591	1.706	-115
Attività operative (2)	**50.706**	**54.449**	**-3.743**
Debiti commerciali	5.277	5.011	266
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	108	47	61
Fondi diversi	2.103	2.686	-583
Altro	5.545	6.219	-674
Passività operative (3)	**13.033**	**13.963**	**-930**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) Di cui 306 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2024 e 4.801 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2023.

(3) Di cui 28 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2024 e 481 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" al 31 dicembre 2023.

Fonte: Enel

Nel Resto del Mondo il risultato operativo registra un incremento di 2.107 milioni, connesso principalmente agli effetti derivanti dalla cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù, che ha generato un provento di 1.347 milioni, nonché ai minori adeguamenti di valore che nel 2023 riguardavano in misura significativa gli impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti all'esito del processo di *impairment test* e il progetto eolico Windpeshi in Colombia.

3.3 *Information & communications technology* (Ict). L'organizzazione e la dinamica della spesa

Nell'ambito della funzione di servizio "*Global services*", l'unità "*Global information and communication technology*" persegue, insieme a tutte le linee di *business* e alle Funzioni di *Holding*, l'attuazione della trasformazione digitale, indirizzando le scelte strategiche e i percorsi di sviluppo.

Sin dal 2015 è stata avviata la semplificazione della mappa applicativa attraverso lo sviluppo di tecnologie digitali globali, utilizzabili trasversalmente lungo l'intera catena del valore, ed è stato promosso lo sviluppo di modelli operativi a piattaforma nell'intera organizzazione del Gruppo, abilitati dalla completa migrazione sul *cloud*, avvenuta nel 2019.[35]

La digitalizzazione dei processi operativi di gestione degli *asset*, dell'interazione con i clienti e delle funzioni di supporto danno vita, nell'ambito dei processi di pianificazione economico/finanziaria di Gruppo, all'identificazione di una serie di iniziative per le quali *Global information and communication technology*, unitamente alle linee di *business* e alle Funzioni di *Holding*, valuta i costi e i benefici. Il portafoglio di iniziative viene quindi sottoposto a un ordine di priorità, al fine di identificare le iniziative per le quali viene allocato un *budget* per l'esercizio. Lo sviluppo di queste iniziative digitali viene monitorato, sia in corso di realizzazione che *ex-post*, al fine di verificare l'effettivo raggiungimento degli obiettivi prefissati.

---

[35] In particolare, l'unità "*Global information and communication technology*" cura nell'ambito del Gruppo Enel:
- le piattaforme digitali globali, che mirano a favorire lo sviluppo delle rinnovabili attraverso interfacce condivise e soluzioni intelligenti che migliorano le attività di *business development*, *engineering & construction* e *operation & maintenance*;
- la crescita della qualità del servizio, dell'efficienza e della sicurezza delle infrastrutture di rete, che è guidata da un'unica piattaforma digitale, *grid blue sky*, con l'obiettivo di standardizzare e rendere più efficienti le fasi di pianificazione, funzionamento e manutenzione delle reti;
- la base clienti globale gestita dalla piattaforma *customer operations*, che fornisce assistenza ai clienti, attivazione di servizi e modalità di pagamento e fatturazione. Inoltre, attraverso le piattaforme digitali di Enel X, il Gruppo offre a livello globale prodotti e servizi innovativi per i segmenti *business to consumer*, *business to business* e *business to government*.

Il nuovo modello organizzativo dell'Ict, basato sulla distinzione tra *digital enabler* e *delivery factory*, è entrato a regime nei primi mesi del 2024. Questo rappresenta un fattore abilitante dei tre *driver* - efficacia, efficienza e produttività&*insourcing* - che compongono il piano di trasformazione di *Global Services* e dei suoi *stream* strategici nel perimetro Ict. L'Ict mira a raggiungere gli obiettivi di efficienza definiti dalla strategia di Gruppo, minimizzando i costi e massimizzando l'efficacia dei servizi, grazie alle attività che si stanno portando avanti per ottimizzare la domanda di nuovi sviluppi informatici e la gestione delle soluzioni digitali esistenti, razionalizzare il parco applicativo, efficientare l'infrastruttura *cloud*, delle telecomunicazioni e dei servizi distribuiti e incrementare l'utilizzo di AI e GenAI. La spesa in servizi Ict nel corso dell'esercizio 2024 è stata pari a 1,207 miliardi di euro, in riduzione rispetto al 2023 di circa 206 milioni, in linea con la strategia di Gruppo di contenimento ed efficientamento dei costi.
Si riporta di seguito una tabella che ne analizza l'andamento.

Tabella 10 - Spesa per servizi Ict

(milioni di euro)

Attività	2024	2023	Var. %
Sviluppo e manutenzione applicativi informatici	797	939	-15,1
Telecomunicazioni	148	186	-20,9
Cloud e gestione infrastrutturale	145	166	-12,8
Servizi distribuiti	117	122	-4,1
Totale	**1.207**	**1.413**	**-14,6**

Fonte: Enel

3.4 La gestione del rischio informatico

La trasformazione digitale comporta l'esposizione a rischi legati al funzionamento dei sistemi It ("*Information technology*") integrati in tutta l'azienda, con impatti sui processi e le attività operative che potrebbero condurre all'esposizione dei sistemi It e Ot ("*Operational technology*") a interruzioni del servizio o a perdite di dati. Il presidio di tali rischi è garantito da una serie di misure interne sviluppate dall'unità *Global information and communication technology*.
Il sistema di controllo interno consente di mitigare i rischi con un presidio esteso alle attività affidate a collaboratori e *provider* esterni.
Nel corso del 2024 il *Cyber emergency readiness team* ("Cert") di Enel ha gestito gli eventi di *cyber security* attraverso sofisticati sistemi di monitoraggio e correlazione dei dati, in grado di rilevare

la presenza di incidenti classificati secondo una specifica matrice di impatto, su una scala da 0 a 4. La stragrande maggioranza degli incidenti, classificata al livello 0/1, non ha un impatto significativo sui sistemi del Gruppo ed è automaticamente o semi-automaticamente bloccata o gestita dalle difese aziendali che prevengono o riducono l'impatto di potenziali attacchi *cyber*. Gli incidenti classificati con livello 2, 3 o 4 hanno invece un impatto potenziale sul Gruppo e sono gestiti dagli analisti del Cert, coinvolgendo gli *stakeholder* interessati.
Nel corso dell'esercizio 2024, grazie ai servizi di protezione, come riferito dalla Società, il Cert ha bloccato quotidianamente, prevenendo possibili incidenti, una media di circa un milione di *e-mail* a rischio, circa 40 virus, circa 260 attacchi a portali *web* e circa un milione di connessioni a siti pericolosi. Nel caso in cui un incidente di *cyber security* comporti una possibile violazione dei dati, o nell'eventualità che possa generarsi una situazione di crisi che metta a rischio la *business continuity* aziendale, gli *asset*, la reputazione e/o la redditività del Gruppo Enel, sono avviate immediatamente le azioni previste nelle specifiche *policy* di Gruppo, per la "Gestione delle violazioni dei dati personali" e la "Gestione degli eventi critici". Nel 2024, il Cert ha risposto a 31 incidenti informatici classificati con impatto potenzialmente medio-alto, nessuno con livello potenziale critico.

3.5 Il *Procurement*: la normativa applicabile e le procedure aziendali

Enel e le controllate del Gruppo, in qualità di imprese pubbliche direttamente o indirettamente sottoposte al controllo del Mef (si veda Consiglio di Stato, sentenza n. 6820/11, Tar Lazio, Sez. III, n. 5528/18, Sentenza A.P. n. 16/11 del Consiglio di Stato), operano in condizioni di libero mercato per l'approvvigionamento di beni e servizi salvo per le attività dei settori speciali, per le quali trova applicazione la normativa sui contratti pubblici, nonché ulteriore normativa di riferimento.
In Italia, quindi, sono indette secondo le regole dell'evidenza pubblica le gare finalizzate ad acquisti da parte di società concessionarie del servizio di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di quelle che producono energia esclusivamente nel caso di acquisti destinati alle attività di produzione di energia da fonti convenzionali in Sicilia e Sardegna e di

energia rinnovabile in Sicilia (in virtù della normativa europea applicabile *pro tempore*[36]), ovvero da parte di altre società del Gruppo che agiscono in nome e per conto delle stesse.

Le attività di *procurement* del Gruppo Enel attuate negli altri Paesi europei ed extra europei sono svolte, invece, nel rispetto della normativa locale applicabile. Per tutte le tipologie di affidamento vengono seguite le *policy* e le procedure adottate dal Gruppo in materia di acquisti.

La gestione dell'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi necessari allo svolgimento delle attività del Gruppo è affidata al *Global procurement*, nel perimetro della direzione *Global services*. L'attività di approvvigionamento è svolta da cinque unità di acquisto globali che, oltre per il perimetro italiano, effettuano acquisti per le linee di *business Enel grids and innovability*, *Enel green power and thermal generation*, *Enel X global retail, Global information and communication technology* e *Staff & services*. L'approvvigionamento per il perimetro di *Iberia e Rest of the world* è affidato a due unità di acquisto locali dedicate.

Nella funzione *Global procurement* è inoltre presente una specifica unità, denominata *Governance, suppliers management and innovability global procurement*, che si occupa, tra le altre, dell'attività di definizione della *governance* del *procurement* e dell'attività di gestione della qualificazione dei fornitori e della loro valutazione, tramite lo strumento *supplier performance management*.

I processi di acquisto del *Global procurement* e i relativi documenti di *governance* costituiscono un sistema strutturato di norme e punti di controllo che consentono di realizzare gli obiettivi di *business* nel rispetto dei principi fondamentali espressi nel Codice etico, nell'*Enel global compliance program*, nel Piano tolleranza zero alla corruzione e nella *policy* sui diritti umani, senza rinunciare alla promozione di iniziative volte a uno sviluppo economico sostenibile.

Le procedure di approvvigionamento sono strutturate sulla base di presidi organizzativi adottati in via di autoregolamentazione per garantire il rispetto di valori chiave di correttezza e trasparenza, nonché la tracciabilità dei processi decisionali anche per instaurare rapporti di fiducia con gli *stakeholder*.

Oltre alla competitività economica, vengono anche considerate le migliori pratiche in ambiti essenziali quali la tutela del lavoro minorile, le condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e la responsabilità ambientale.

[36] Per effetto delle Decisioni della Commissione europea 2012/539/Ue del 26 settembre 2012 e 2020/1499/Ue del 28 luglio 2020.

La Società ha fatto presente che lo strumento della gara è adottato sistematicamente dalle diverse unità di acquisto, assicurando la concorrenza e pari opportunità di accesso a tutti gli operatori che siano in possesso di adeguati requisiti legali/reputazionali/tecnici/eco-finanziari/di sostenibilità.
Attraverso il sistema di qualificazione viene previamente effettuata la verifica che i potenziali fornitori siano in linea con i requisiti e che aderiscano ai medesimi valori.
Solo in casi particolari e motivati, l'approvvigionamento è disposto con affidamento diretto senza procedura competitiva,[37] nel rispetto della normativa vigente in materia.

3.5.1 Gli acquisti

Come evidenziato nella seguente tabella, nel corso del 2024 il Gruppo Enel ha gestito attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi per un totale di 13,9 miliardi di euro, registrando una riduzione del 19 per cento rispetto all'anno precedente (a parità di perimetro). Tale calo è effetto delle variazioni dei prezzi medi e della diminuzione dei volumi acquistati, anche in relazione alla variazione di perimetro di consolidamento.

Tabella 11 - Volumi di acquisto per tipologia

(milioni di euro)

	2024			**2023 (1)**		
	documenti	importo	% del totale	documenti	importo	% del totale
Forniture	5.819	4.701	34	6.322	4.798	28
Lavori	2.250	3.767	27	2.536	6.112	36
Servizi	10.711	5.386	39	13.058	6.292	36
Totale	**18.780**	**13.854**	**100**	**21.916**	**17.202**	**100**

(1) Dati 2023 aggiornati per recepire le modifiche del perimetro di consolidamento del Gruppo Enel.
Fonte: Enel

Nell'ambito delle prime dieci tipologie merceologiche acquistate nel 2024, gli acquisti più rilevanti sono stati effettuati per lavori su impianti di media/bassa tensione, in coerenza con gli obiettivi strategici legati al Piano nazionale di ripresa e resilienza. Altre categorie rilevanti sono

[37] L'incidenza del numero degli affidamenti diretti sul totale degli acquisti, al netto delle varianti e degli scioglimenti di opzioni operati nel 2024 e relativi ad assegnazioni dirette di anni precedenti è pari a circa il 15 per cento, mentre in ammontare è pari all'11,4 per cento.

legate ad altri lavori (cabine primarie, lavori civili ed elettrici), alla fornitura di apparecchiature di rete (trasformatori, gruppi di misura, cavi media tensione) e di moduli fotovoltaici.
Di seguito il dettaglio dei primi dieci gruppi merce acquistati nel 2024, con la comparazione degli stessi rispetto al 2023.

Tabella 12 - Acquisti per principali categorie merceologiche

(milioni di euro)

	2024		2023	
Gruppo merce	Importo	% del totale	Importo	% del totale
Lavori su impianti media/bassa tensione	1.854	13	4.121	24
Lavori Cabine primarie	476	3	423	2
Trasformatori media/bassa tensione	451	3	94	1
Gruppi di misura di energia	411	3	28	0
Quadri media tensione	410	3	104	1
Lavori civili ed elettrici per impianti fotovoltaici	378	3	569	3
Trasformatori alta/media tensione	363	3	105	1
Fornitura e posa in opera dei sistemi di accumulo di energia elettrica	354	3	211	1
Cavi media tensione	346	2	418	2
Moduli fotovoltaici	319	2	592	3
Primi 10 gruppi merce 2024	5.361	39	6.664	39
Altri gruppi merce	8.493	61	10.538	61
Totale	**13.854**	**100**	**17.202**	**100**

Fonte: Enel

Nel 2024 circa il 50 per cento degli acquisti ha riguardato le società italiane del Gruppo.

3.5.2 Le consulenze

Il processo autorizzativo per l'affidamento delle consulenze in ambito aziendale (oggetto di specifica regolamentazione sin dal 2006) è disciplinato da una procedura organizzativa che regola l'*iter* autorizzativo per i servizi di consulenze "*Strategiche-organizzative-direzionali*" oltre che le consulenze e prestazioni professionali in ambito *Institutional*, *regulatory affairs*, *business development* e *tax matters*. La procedura ha l'obiettivo di definire il processo autorizzativo interno, che prevede l'autorizzazione dell'Amministratore delegato in caso di nuove consulenze di importo pari o superiore a 250.000 euro oppure, in caso di consulenze assegnate allo stesso fornitore dalla medesima Unità organizzativa, il cui valore cumulato negli ultimi tre anni è pari o superiore a un milione di euro.

Rilevano, inoltre, altre *policy* che disciplinano l'*iter* autorizzativo delle consulenze di natura legale.

Limitatamente alle società italiane del Gruppo,[38] il valore complessivo delle consulenze assegnate nel corso dell'esercizio 2024 ammonta a circa 22,4 milioni, con una riduzione di circa 8,5 milioni rispetto al precedente esercizio.

Le consulenze di tipo "*Merger & acquisition*", riconducibili in prevalenza al supporto fornito dai consulenti finanziari (in prevalenza banche d'affari) in relazione a operazioni societarie straordinarie, sono state pari a 12,9 milioni (in riduzione di 0,4 milioni rispetto al 2023).

Le consulenze "*Legali e societarie*" si attestano a circa 4,8 milioni, restando stabili rispetto al 2023.

Le consulenze "*Strategiche-organizzative-direzionali*", pari a circa 4,1 milioni e in calo di circa il 46 per cento rispetto al 2023, hanno riguardato principalmente le strategie di *business* della *Global business line Grids*, con particolare *focus* sull'ottimizzazione del modello logistico e di *supply chain*, nonché l'identificazione di strumenti a supporto della pianificazione strategica degli investimenti di lungo periodo.

Nel corso del 2024 sono state stipulate due consulenze di "*comunicazione*", per un importo complessivo di circa 257.000 di euro, registrando un valore significativamente ridotto rispetto all'esercizio 2023, finalizzate essenzialmente al supporto strategico su specifiche tematiche di comunicazione afferenti alla transizione energetica, alla decarbonizzazione e all'elettrificazione.

Le consulenze "*amministrative-fiscali-finanziarie*" del 2024, per un totale di circa 179.000 euro, hanno riguardato prevalentemente le attività di *corporate governance*.

[38] Non vengono considerate le consulenze affidate dalle società estere del Gruppo e quelle infra-gruppo.

Tabella 13 - Consulenze per tipologia

(milioni di euro)

	2024		2023	
	Importo	% del totale	Importo	% del totale
Merger & acquisition	12,9	58	13,3	43
Legali e societarie	4,8	21	4,8	16
Strategiche-organizzative-direzionali	4,1	19	7,7	25
Comunicazione	0,3	1	1,7	5
Amministrative-fiscali-finanziarie	0,2	1	3,5	11
Commerciali	0,1	0	-	0
Personale	-	0	-	0
Information technology	-	0	-	0
Assicurative	-	0	-	0
Totali	**22,4**	**100**	**30,9**	**100**

Fonte: Enel

Nella tabella che segue le consulenze sono ripartite in funzione del loro numero e valore.

Tabella 14 - Consulenze per importo

(milioni di euro)

	2024		2023	
Intervallo importi (euro)	Numero ordini	Importo	Numero ordini	Importo
<=75.000	126	2,6	159	3,6
>75.000<=150.000	25	2,7	17	1,8
>150.000<=1.000.000	25	10,2	28	9,9
>1.000.000	2	6,8	5	15,6
Totali	**178**	**22,4**	**209**	**30,9**

Fonte: Enel

3.6 Acquisti e vendite di energia elettrica e *commodity* energetiche

L'approvvigionamento delle *commodities* necessarie per le attività relative al *core business* del Gruppo avviene sui mercati all'ingrosso, adottando una strategia di margine integrato rivolta a massimizzare la creazione di valore e a ottimizzare la gestione del rischio. La voce più rilevante è costituta dal gas naturale, che viene utilizzato come combustibile nella generazione, nonché venduto ai clienti finali.

Le relative operazioni sono effettuate dalla Divisione *"Global energy and commodity management"*, operando il bilanciamento tra contratti a lungo termine (per garantire il consumo base), con i quali acquista Gnl trasportato via nave e gas trasportato nei gasdotti, e contratti a breve termine

(per sopperire alle esigenze di flessibilità e modulazione), assicurando un'adeguata diversificazione geografica e delle controparti contrattuali.

L'operatività sui mercati all'ingrosso si concentra soprattutto in Europa, e in particolare in Italia e Spagna, dove la liberalizzazione del mercato *retail* è molto avanzata e i mercati all'ingrosso hanno un elevato grado di maturità.

I mercati all'ingrosso in Italia e Spagna prevedono anche la possibilità di fornire servizi per la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico, sotto il coordinamento del gestore della rete nazionale. In particolare, in Italia, sta diventando sempre più rilevante il mercato della capacità, nel quale si prevede che le batterie di accumulo assumeranno un ruolo di crescente importanza.

I mercati dell'America Latina presentano caratteristiche diverse, essendo contraddistinti da una scarsa o nulla liberalizzazione del mercato *retail* e da mercati all'ingrosso meno sviluppati rispetto all'Europa: in tali geografie il Gruppo Enel ricorre prevalentemente a vendite tramite contratti a lungo termine (con durata dai 5 ai 20 anni) stipulati con clienti industriali o società di distribuzione dell'energia elettrica.

Infine, nei mercati del Nord America e della regione Asia Pacific, il Gruppo Enel è presente, oltre che nella generazione rinnovabile (venduta tramite contratti a lungo termine e, in misura minore, sul mercato all'ingrosso), nei *business* dei servizi *demand response* e *demand-side management*, che risultano particolarmente sviluppati in tali geografie.

Le attività sopra descritte, relative agli acquisti e vendite di energia, *commodities* e servizi energetici, sono gestite attraverso strategie di copertura (*hedging*) dei rischi dei portafogli industriali, nel rispetto dei vincoli definiti a livello di Gruppo.

Le attività di *trading* "puro", e quindi non collegate ad attività operative o di copertura ma funzionali al monitoraggio dei mercati finanziari e delle *commodities*, risultano invece essere residuali e sono soggette a stringenti limiti di *value at risk* in quanto inserite in un contesto di particolare volatilità.

Nella seguente tabella sono illustrati gli acquisti e le vendite di *commodity*.[39]

---

[39] Nelle voci "Vendite di energia elettrica", "Vendite di gas", "Vendite di combustibili", e "Vendite di certificati ambientali" rientrano i ricavi da contratti con consegna fisica che sono fuori dall'ambito di applicazione dell'Ifrs 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla cosiddetta "*own use exemption*"; a fattispecie analoghe si riferiscono le corrispondenti voci di costo: "Acquisti di energia elettrica", "Acquisti di gas", "Acquisti di combustibile nucleare", "Acquisti di altri combustibili", "Acquisti di certificati ambientali".

I contratti con consegna fisica che ricadono nell'ambito di applicazione dell'Ifrs 9 (relativamente ai ricavi: "Vendite di *commodity* da contratti con consegna fisica", "Risultati da valutazione dei contratti di vendita di *commodity* con consegna fisica chiusi nel

Tabella 15 - Acquisti e vendite di *commodity*

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. ass. 2024/2023
Acquisti di energia elettrica	18.476	21.214	-2.738
Acquisti di gas	5.946	8.520	-2.574
Acquisti di combustibile nucleare	103	99	4
Acquisti di altri combustibili	1.710	3.550	-1.840
Costi per certificati ambientali non destinati alla *compliance*	14	277	-263
Variazione rimanenze di certificati ambientali	84	-593	677
Acquisti di *commodity* da contratti con consegna fisica	5.915	11.672	-5.757
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo	-1.618	1.940	-3.558
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo	-58	1	-59
Totale (1)	**30.572**	**46.680**	**-16.108**
Vendite di energia elettrica	43.478	52.465	-8.987
Vendite di gas	5.875	7.983	-2.108
Vendite di combustibili	1.578	3.458	-1.880
Vendite di certificati ambientali	132	283	-151
Vendite di *commodity* da contratti con consegna fisica	4.598	8.875	-4.277
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di *commodity* con consegna fisica chiusi nel periodo	-1.333	1.508	-2.841
Totale (2)	54.328	74.572	-20.244

(1) Il totale è dato dalle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" pari a 30.282 milioni al 31 dicembre 2024 (46.270 milioni al 31 dicembre 2023) e "Servizi e altri materiali" pari a 19.240 milioni al 31 dicembre 2024 (18.304 milioni al 31 dicembre 2023) al netto delle seguenti voci: "Vettoriamenti passivi" pari a 9.207 milioni al 31 dicembre 2024 (7.781 milioni al 31 dicembre 2023); "Manutenzioni e riparazioni" pari a 1.216 milioni al 31 dicembre 2024 (1.134 milioni al 31 dicembre 2023); "Telefonici e postali" pari a 174 milioni al 31 dicembre 2024 (168 milioni al 31 dicembre 2023); "Servizi di comunicazione" pari a 166 milioni al 31 dicembre 2024 (120 milioni al 31 dicembre 2023); "Servizi informatici" pari a 744 milioni al 31 dicembre 2024 (840 milioni al 31 dicembre 2023); "Godimento beni di terzi" pari a 813 milioni al 31 dicembre 2024 (840 milioni al 31 dicembre 2023); "Altri servizi" pari a 4.474 milioni al 31 dicembre 2024 (4.980 milioni al 31 dicembre 2023); "Altri materiali " pari a 2.156 milioni al 31 dicembre 2024 (2.337 milioni al 31 dicembre 2023).

(2) Il totale è dato dalla voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" pari a 73.914 milioni al 31 dicembre 2024 (92.882 milioni al 31 dicembre 2023) al netto delle seguenti voci: "Trasporto energia elettrica" pari a 12.072 milioni al 31 dicembre 2024 (11.123 milioni al 31 dicembre 2023); "Corrispettivi da gestori di rete" pari a 961 milioni al 31 dicembre 2024 (1.142 milioni al 31 dicembre 2023); "Contributi da operatori istituzionali di mercato" pari a 1.747 milioni al 31 dicembre 2024 (1.570 milioni al 31 dicembre 2023); "Trasporto gas" pari a 564 milioni al 31 dicembre 2024 (68 milioni al 31 dicembre 2023); "Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas" pari a 1.002 milioni al 31 dicembre 2024 (877 milioni al 31 dicembre 2023); "Ricavi per lavori e servizi su ordinazione" pari a 1.054 milioni al 31 dicembre 2024 (995 milioni al 31 dicembre 2023); "Vendite relative al *business* dei servizi a valore aggiunto" pari a 1.263 milioni al 31 dicembre 2024 (1.653 milioni al 31 dicembre 2023); "Altre vendite e prestazioni"

---

periodo"; relativamente ai costi: "Acquisti di *commodity* da contratti con consegna fisica", "Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo", "Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo") sono dei contratti di compravendita di *commodity* energetiche con consegna fisica che non possiedono i requisiti dell'"*own use exemption*" e quindi sono rilevati come derivati valutati al *fair value* a conto economico dalla *trade date*; tali contratti sono effettuati al fine di minimizzare i rischi dei portafogli e massimizzare le opportunità di mercato.

Nella riga "Vendite di *commodity* da contratti con consegna fisica" confluiscono i ricavi di vendita delle *commodity* energetiche, valutati al prezzo di mercato alla data del *settlement*, mentre nella riga "Risultati da valutazione" confluiscono le valutazioni al *fair value* dei contratti chiusi maturate nel periodo di competenza (la contabilizzazione in due righe diverse è richiesta dai principi contabili).

pari a 900 milioni al 31 dicembre 2024 (866 milioni al 31 dicembre 2023); "Altri ricavi diversi" pari a 23 milioni al 31 dicembre 2024 (16 milioni al 31 dicembre 2023).
Fonte: Enel

Nel 2024 l'economia globale ha dimostrato di essere resiliente, nonostante un contesto di incertezza alimentato dalle persistenti tensioni geopolitiche. Il mercato del gas europeo ha evidenziato un'elevata volatilità e i timori di discontinuità nelle forniture, insieme alla ripresa della domanda asiatica, hanno determinato un marcato rialzo dei prezzi nell'ultimo trimestre, nonostante livelli di stoccaggio relativamente adeguati.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli effetti economici che confluiscono nella voce "Risultati netti da contratti su *commodity*" di conto economico. In particolare, tale voce accoglie:

- i risultati da contratti derivati stipulati per la copertura dei rischi di prezzo e cambio su *commodity*;
- i risultati da valutazione delle variazioni di *fair value* dei contratti di acquisto o vendita di *commodity* energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio.

Tabella 16 - Risultati netti da contratti su *commodity*

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. ass. 2024-2023
Proventi da derivati su *commodity* energetiche	3.393	4.032	-639
Oneri da derivati su *commodity* energetiche	4.005	6.461	-2.456
Saldo proventi/oneri netti su derivati su *commodity*	**-612**	**-2.429**	**1.817**
Risultati da valutazione di contratti *outstanding* di vendita di *commodity* energetiche con consegna fisica	-710	389	-1.099
Risultati da valutazione di contratti *outstanding* di acquisto di *commodity* energetiche con consegna fisica	1.799	-926	2.725
Risultati netti da valutazione di contratti *outstanding* di *commodity* energetiche con consegna fisica	**1.089**	**-537**	**1.626**
Risultati netti da contratti su *commodity*	**477**	**-2.966**	**3.443**

Fonte: Enel

I risultati netti da contratti su *commodity* nel corso del 2024 registrano 3.443 milioni in più rispetto all'esercizio precedente, ascrivibili prevalentemente ai risultati dei derivati per copertura prezzo su *commodity*, soprattutto per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Nella seguente tabella si mostra la sintesi dei risultati sopra illustrati.

Tabella 17 – Riepilogo

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. ass. 2024-2023
Vendite	54.328	74.572	-20.244
Acquisti	30.572	46.680	-16.108
Risultati netti da contratti su *commodity*	477	-2.966	3.443
Totale	24.233	24.926	-693

Fonte: Enel

Nonostante la volatilità dei mercati energetici e la riduzione dei volumi che hanno determinato una diminuzione significativa del valore sia delle vendite sia degli acquisti di *commodities*, il saldo complessivo non si discosta in modo molto significativo rispetto a quello dell'esercizio precedente; ciò anche in virtù dell'attuazione di strategie di copertura dei rischi di fluttuazione delle *commodities* attraverso gli strumenti di *hedging*, volte a stabilizzare il risultato economico del Gruppo.

4. LE RISORSE UMANE

4.1 Consistenza e costo del personale

La consistenza del personale del Gruppo Enel, come risulta dalla tabella di seguito riportata, si è ridotta, nel 2024, di 696 unità rispetto al 2023 (- 1,1 per cento) in conseguenza delle variazioni del perimetro operativo derivante da cessioni e acquisizioni societarie (- 1.261) e del saldo positivo tra le assunzioni intervenute nel corso dell'esercizio (4.855) e le cessazioni effettuate nel medesimo periodo (4.290). Nell'arco del triennio 2022-2024 l'organico si è ridotto di 4.765 unità (- 7,3 per cento).

Tabella 18 - Organico Gruppo Enel (Italia + estero)

	2024	2023	2022
Consistenza al 1.1	**61.055**	**65.124**	**66.279**
A) Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:			
Cessione Enel Generación Perù s.a.a.	-380		
Cessione Enel Distribución Perù s.a.a.	-660		
Cessione Enel X Perù s.a.c.	-10		
Cessione Enel X Storage US Llc	-75		
Cessione perimetro da e-distribuzione s.p.a.	-136		
Cessione Enel Generación Costanera s.a.		-366	
Cessione Central Dock Sud s.a.		-88	
Cessione di Usme Ze s.a.s. e Fontibon Ze s.a.s. in Colombia		-9	
Cessione di Avikiran Solar India Private Limited in India		-2	
Cessione di Enel Green Power Australia		-80	
Cessione di tutto il perimetro Romania		-3.207	
Cessione di tutto il perimetro Grecia		-116	
Acquisizione di Enel Hydro Appennino Centrale s.r.l. in Italia			+113
Acquisizione di Melita Italia s.r.l. in Italia			+9
Cessione di Paytipper s.p.a. in Italia			-35
Cessione di CityPoste Payment s.p.a. in Italia			-32
Cessione di PayTipper Network s.r.l. in Italia			-31
Cessione di FlagPay s.r.l. in Italia			-12
Cessione della società Gridspertise s.r.l. in Italia			-266
Cessione di Enel Geração Fortaleza s.a., Celg Distribuicao s.a. e Gridspertise Latam s.a. in Brasile			-1.316
Cessione di Teploprogress, Llc, Enel Rus Wind Azov, Llc, Enel Rus Wind Kola, Llc ed Enel Russia Pjsc in Russia			-1.451
Cessione di Enel Transmisión s.a. in Chile			-94
Cessione di Gridspertise Iberia s.l. in Iberia			-38
Saldo A	**-1.261**	**-3.868**	**-3.153**
B) Assunzioni - Cessazioni:			
Assunzioni	4.855	3.837	6.412
Cessazioni	-4.290	-4.038	-4.414
Saldo B	**+565**	**-201**	**1.998**
Saldo generale (A+B)	**-696**	**-4069**	**-1.155**
Consistenza al 31.12	**60.359**	**61.055**	**65.124**
variazione %	**-1,1**	**-6,2**	**-1,7**

Fonte: Enel

Nel 2024, il numero di cessazioni in Italia tramite "esodo incentivato consensuale" ha registrato un incremento, passando da 51 a 273 unità, come conseguenza di uscite di personale dipendente che aveva già maturato i requisiti per la pensione di anzianità. Tale operazione, avendo come *target* il personale con un'anzianità aziendale elevata (età media 63 anni), ha comportato un

aumento nel costo medio degli esodi incentivati delle categorie quadri, impiegati e operai. Tale crescita è stata compensata dalla riduzione del costo medio per uscita dei dirigenti, a seguito della diversa composizione del gruppo dirigenziale interessato.

Tabella 19 - Esodo incentivato - Cessazioni consensuali incentivate in Italia

	N. unità		Costo esodo		Importo medio	
			(in milioni di euro)		(in euro arrot.)	
Categorie	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Dirigenti	26	11	17,90	23,96	688.462	2.178.273
Quadri	51	4	3,67	0,19	71.961	46.485
Impiegati	168	29	9,18	0,32	54.643	11.206
Operai	28	7	1,41	0,15	50.429	21.733
Totale	**273**	**51**	**32,16**	**24,62**	**117.810**	**482.745**
variazione %	**+435**		**+30,6 (1)**		**-75,6 (1)**	

(1) Variazione inclusi i dirigenti.
Fonte: Enel

La seguente tabella riporta la distribuzione del personale per area di attività, sulla base dell'assetto organizzativo di Gruppo.

Tabella 20 - Organico Gruppo Enel per area di attività (Italia + estero)

	31/12/2024			31/12/2023	
	n. risorse	**incid. %**	**2024-2023 var. %**	**n. risorse**	**incid. %**
Enel Green Power	8.269	14	-7,0	8.891	14
Enel X	2.492	4	-12,1	2.836	5
Infrastructure and networks	32.214	53	+4,1	30.946	51
Retail	5.104	9	-4,6	5.351	9
Nuclear	758	1	-2,3	776	1
Thermal generation	3.030	5	-14,4	3.541	6
Trading	1.317	2	-6,4	1.408	2
Services	5.662	9	+0,8	5.619	9
Holding	1.165	2	+22,9	948	2
eMobility	348	1	-52,9	739	1
Totale	**60.359**	**100**	**-1,1**	**61.055**	**100**

Fonte: Enel

A fronte di una riduzione dell'1,1 per cento del totale degli addetti, la distribuzione del personale presenta una diversa evoluzione nell'ambito delle varie aree. Infatti, il Gruppo sta progressivamente portando avanti un cambio di *mix* della popolazione a vantaggio dei *blue collar*, a fronte delle altre categorie di dipendenti.

Si evidenzia inoltre che, in termini di "*forza media*", la consistenza complessiva dell'organico diminuisce del 6,4 per cento, a seguito principalmente delle cessioni di perimetro avvenute durante l'anno.

Di seguito si riporta la composizione della forza media e delle consistenze finali per categorie.

Tabella 21 - Organico Gruppo Enel per categorie professionali (Italia + estero)

	Forza media (1)			Consistenza al 31-12 (1)	
(Italia + estero)	**2024**	**Var.%**	**2023**	**2024**	**2023**
Manager (Dirigenti)	1.285	-6,5	1.374	1.256	1.310
Middle manager (Quadri)	12.062	-4,2	12.589	12.013	12.389
White collar (Impiegati)	29.872	-11,9	33.906	28.402	31.308
Blue collar (Operai)	17.057	+3,2	16.527	18.688	16.048
Totale	**60.276**		**64.396**	**60.359**	**61.055**
variazione %	**-6,4**			**-1,1**	

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.
Fonte: Enel

Il costo complessivo del personale del Gruppo Enel nel 2024 (tabella a seguire) è stato pari a 4.938 milioni, con una riduzione dell'1,8 per cento rispetto all'esercizio precedente (5.030 milioni).

La diminuzione dei "Salari e stipendi" è principalmente dovuta alla minore consistenza media rispetto al 2023 e alle variazioni di perimetro sostanzialmente riferite:

- alla vendita della società Enel Generación Perú;
- alla vendita della società Enel Distribución Perú;
- alla vendita della società Enel X Perú;
- alla vendita della società Enel X Storage US Llc;
- alla cessione di alcune risorse da parte di e-distribuzione s.p.a. ("e-distribuzione") ad A2A nell'ambito della cessione delle attività di distribuzione relative ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.

Tabella 22 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia + estero)

(milioni di euro)

	2024			2023		
	Onere totale		Stipendi e salari	Onere totale		Stipendi e salari
Totale generale	**4.938**	di cui	**3.350**	**5.030**	di cui	**3.498**
variazione %	**-1,8**		**-4,2**			

Fonte: Enel

In Italia il costo complessivo del personale del Gruppo Enel nel 2024 è aumentato del 5,8 per cento. La principale variazione è riconducibile all'aumento degli "Incentivi all'esodo" e degli "Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione" relativi prevalentemente ai maggiori costi per l'accantonamento del nuovo fondo *ex* art. 4 (legge 28 giugno 2012, n. 92) riferito al periodo 2025-2028.

Tabella 23 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (Italia)

(milioni di euro)

	2024			2023		
	Onere totale		Stipendi e salari	Onere totale		Stipendi e salari
Totale generale	**2.787**	di cui	**1.815**	**2.634**	di cui	**1.842**
variazione %	**+5,8**		**-1,5**			

Fonte: Enel

Con riferimento al comparto estero (cfr. tabella seguente), si evidenzia, invece, una diminuzione del costo complessivo pari al 10,3 per cento, mentre, con riferimento ai soli stipendi e salari si registra una diminuzione del 7,3 per cento. Tali riduzioni sono dovute principalmente alle variazioni di perimetro sopra ricordate.

Tabella 24 - Costo complessivo del personale Gruppo Enel (estero)

(milioni di euro)

	2024			2023		
	Onere totale		Stipendi e salari	Onere totale		Stipendi e salari
Totale generale	**2.150**	di cui	**1.535**	**2.397**	di cui	**1.656**
variazione %	**-10,3**		**-7,3**			

Fonte: Enel

Nel complesso, il costo unitario medio del personale del Gruppo Enel (cfr. la tabella riportata di seguito) registra un incremento pari al 4,9 per cento, mentre il costo medio per salari e stipendi riporta un incremento pari al 2,4 per cento.

Tabella 25 - Costo unitario medio del personale Gruppo Enel (Italia + estero)

(migliaia di euro)

	2024			2023		
	Forza media n.	Costo medio onere totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza media n.	Costo medio onere totale	Costo medio per salari e stipendi
Totale	**60.276**	**81,9**	**55,6**	**64.396**	**78,1**	**54,3**

Fonte: Enel

Per quanto riguarda la consistenza e il costo del personale della capogruppo Enel, si riportano le seguenti tabelle.

Tabella 26 - Consistenza del personale Enel

Evoluzione consistenze finali Enel 2023-2024	
Consistenza al 31.12.2023	**909**
Assunzioni	+38
Cessazioni	-56
Mobilità infragruppo	+239
Consistenza al 31.12.2024	**1.130**
variazione % 2024/2023	**+24,3**

Fonte: Enel

Tabella 27 - Costo del personale Enel

Costo del personale Enel 2023-2024			
	2024	**2023**	**Var. % 2024/2023**
Consistenze medie	1.049	901	+16,4
Costo totale (milioni di euro)	145,9	135,2	+7,9
Costo medio (migliaia di euro)	139,2	149,9	-7,1

Fonte: Enel

L'incremento del "Costo del personale" rispetto al 2023 è da ricondurre prevalentemente alla variazione positiva della consistenza effettiva e media del personale.

4.2 Remunerazione e sistema di incentivazione del *management*

La politica retributiva adottata da Enel nel 2024 nei confronti della generalità del *management* del Gruppo prevede l'attribuzione di una remunerazione composta da una componente fissa, da una componente variabile di breve termine e, per il solo *top management*, da una componente variabile di lungo termine.

La remunerazione variabile di breve termine (*Mbo - Management by objectives*) è subordinata al raggiungimento di obiettivi di *performance* annuali, oggettivi e specifici.

Gli obiettivi Mbo sono declinati in maniera articolata per ciascun *manager* (inclusi i Dirigenti con responsabilità strategiche), in considerazione delle specifiche responsabilità e area di attività, e prevedono una remunerazione che può variare in funzione del livello di raggiungimento di ciascuno degli obiettivi di *performance*, da un minimo, pari all'80 per cento del livello *target*, al di sotto del quale il premio per ciascun obiettivo viene azzerato, a un massimo predefinito legato

a ipotesi di *overperformance* rispetto agli obiettivi assegnati, per un valore compreso tra il 120 per cento e il 150 per cento del livello *target*.

Il livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance* per i Dirigenti con responsabilità strategiche nel 2024 è risultato in media pari a 70 punti su un massimo di 100 nella scala di *performance* utilizzata per determinare la misura della remunerazione variabile di breve termine, corrispondente al 49 per cento della retribuzione fissa media.

La remunerazione variabile di lungo termine per il 2024 del *top management* è legata alla partecipazione al Piano Lti 2024, che prevede un incentivo rappresentato da una componente in azioni ordinarie Enel e da una componente monetaria, il cui ammontare può variare in funzione del raggiungimento di obiettivi di *performance* triennali che includono, tra gli altri, obiettivi legati alla sostenibilità.

Nel 2024, sulla base del Piano Lti 2022,[40] ai Dirigenti con responsabilità strategiche è stato riconosciuto il 157,5 per cento del premio base ad essi assegnato in relazione al Piano stesso, in conformità con quanto previsto dalla politica in materia di remunerazione per il 2022.[41]

4.3 Salute e sicurezza dei lavoratori

Enel considera la tutela della salute, sicurezza e integrità psicofisica delle persone un obiettivo primario, impegnandosi a creare condizioni di lavoro sicure e salutari, sia per i dipendenti che per i collaboratori esterni, attraverso la definizione di processi e percorsi formativi specifici.

Enel ha elaborato e diffuso una Politica sulla salute e sicurezza,[42] che definisce i principi per responsabilizzare tutte le persone al rispetto e alla tutela della salute e sicurezza, gli obiettivi strategici di miglioramento continuo in ottica del *target* "zero infortuni", l'approccio strutturato da adottare nei processi e nelle azioni, nonché le direttrici di prioritizzazione delle azioni finalizzate al miglioramento delle prestazioni in materia di salute e sicurezza. In questo quadro, il Gruppo Enel ha adottato un sistema di prevenzione e protezione, conforme allo *standard* ISO

[40] Gli obiettivi di *performance* triennali stabiliti nel Piano Lti 2022 erano: (i) *Total Shareholders' Return* (Tsr) medio di Enel *vs* Tsr medio Indice EUROSTOXX Utilities – UEM nel triennio 2022-2024, (ii) *Return on Invested Capital* (Roic) – *Weighted Average Cost of Capital* (Wacc) cumulati triennio 2022-2024, (iii) emissioni di GHG *Scope 1* (dati in $gCO_2eq/kWheq$) nel 2024; (iv) percentuale di donne nei piani di successione del *top management* a fine 2024.

[41] Nel 2023 ai Dirigenti con responsabilità strategiche era stato riconosciuto, in base alla specifica curva di consuntivazione (0-180 per cento), il 25,6 per cento del premio base ad essi assegnato in relazione al Piano Lti 2021, in conformità con quanto previsto dalla politica in materia di remunerazione per il 2021.

[42] La "Politica sulla salute e sicurezza" è disponibile sul sito di Enel. Si evidenzia inoltre che tale impegno è sancito anche all'interno della Politica sui diritti umani.

45001, a supporto della cultura aziendale e della gestione dei rischi, e la *Stop work policy* per responsabilizzare i dipendenti e i fornitori a interrompere qualsiasi attività potenzialmente a rischio.

Enel mette al centro la sicurezza di tutti i lavoratori, senza distinzione tra dipendenti e contrattisti, sostenendola con processi e tecnologie innovative e con il programma "*Contractor safety partnership*", dedicato ai *partner* esterni, con l'obiettivo di condividere principi, *standard* e buone pratiche di sicurezza e ambiente.

Nell'ambito dei processi di *procurement*, il Gruppo inoltre adotta specifiche procedure e strumenti per definire i requisiti di salute, sicurezza e ambiente e verificare la capacità dei fornitori di gestirli, anche in maniera preventiva prima delle gare, in base ai rischi associati allo specifico gruppo merceologico.

Durante l'esecuzione del contratto, il Gruppo monitora e controlla le *performance* delle unità organizzative e dei fornitori, con l'obiettivo di individuare le aree a maggiore rischio di infortuni e migliorare continuamente le *performance* in materia di sicurezza e ambiente.

Nel 2024, così come era accaduto nel 2023, si è registrato un ridimensionamento del perimetro del Gruppo Enel, accompagnato da una riduzione delle attività di costruzione dovuta alla finalizzazione dei cantieri. Questo ha comportato una riduzione delle ore lavorate pari all'11,5 per cento rispetto al 2023. A fronte del rischio, constatato nel 2023, di una possibile influenza negativa sulle performance *safety* causata dall'uscita dei perimetri o dalla fase di finalizzazione dei cantieri che causano maggiore *stress*, Enel ha adottato azioni di prevenzione che si sono rivelate adeguate ed è riuscita a ridurre il numero di infortuni totali (*Lost time injuries*, "Lti") del 17 per cento rispetto al 2023 (197 infortuni nel 2024 rispetto ai 237 del 2023). Questo ha comportato una riduzione dell'*Lti frequency rate* dallo 0,61 del 2023 allo 0,58 del 2024.

Anche il *Total recordable injuries* ("Tri"), ovvero il numero totale di infortuni con lesioni, compresi anche quelli di primo soccorso, è diminuito del 6,7 per cento (677 nel 2024 rispetto a 726 nel 2023), soprattutto per effetto della riduzione degli eventi infortunistici che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro (478 nel 2024 rispetto a 489 nel 2023)

Pur in presenza di una riduzione di infortuni Lti e Tri rispetto al 2023, nel 2024 il numero di infortuni gravi (quelli fatali, quelli *life changing* che producono conseguenze permanenti sulla vita dell'infortunato e quelli *high potential* che differiscono dai precedenti solo per le conseguenze che hanno sul lavoratore ma non per la dinamica dell'evento) si è mantenuto

stabile nell'intorno del valore registrato negli ultimi 2 anni (40, rispetto ai 39 registrati negli anni 2022 e 2023, valore minimo registrato negli ultimi 10 anni). Fermo restando che il numero di infortuni gravi, inteso come numero di persone infortunate, è pressoché costante negli ultimi tre anni, il numero di eventi gravi, cioè eventi durante i quali si sono infortunate persone in modo grave, è in costante e significativa riduzione dal 2018. In particolare, nel 2024 si sono verificati 27 eventi rispetto ai 37 eventi del 2023 (- 27 per cento) e agli 86 eventi del 2018 (- 67 per cento).
All'interno della categoria degli "infortuni gravi", per effetto dell'evento eccezionale del 9 aprile 2024 nella centrale idroelettrica di Bargi sul lago di Suviana nell'Appennino bolognese, gli infortuni fatali sono stati 14, dato in aumento rispetto a quanto registrato nel 2023 (11 eventi). Gli infortuni *high potential* e *life changing*, invece, nonostante il suddetto evento, sono scesi a 26 rispetto ai 28 del 2023.
Questo risultato dimostra come l'attenzione rivolta agli infortuni gravi e all'analisi delle loro dinamiche stia contribuendo a ridurre le situazioni a rischio che ne sono all'origine. Tuttavia, è necessario continuare a concentrare l'attenzione sulle dinamiche degli infortuni e sulle relative conseguenze, con particolare *focus* sulle attività che comportano la presenza simultanea di più lavoratori nei cantieri, con rischi di interferenze operative, soprattutto per i lavori ad alta complessità.
In relazione all'incidente di Bargi del 9 aprile 2024, Enel Green Power Italia s.p.a. ("EGP Italia") continua a collaborare con le autorità competenti per la ricostruzione dell'evento, le cui cause sono ancora in corso di accertamento da parte della Procura della Repubblica di Bologna.
In vista dello svolgimento da parte degli inquirenti di un accertamento tecnico non ripetibile, la Procura di Bologna ha provveduto a iscrivere nel registro degli indagati 5 persone: 3 dipendenti di EGP Italia e 2 professionisti esterni coinvolti nell'esecuzione degli appalti di lavoro che erano in corso presso la centrale. Tale iscrizione rappresenta sostanzialmente un atto dovuto a garanzia delle persone indagate, in vista dello svolgimento di tale accertamento.
Tra gli argomenti ritenuti più rilevanti in Enel in ambito salute, si segnalano lo *stress* e il *wellbeing*. Ogni anno, in tutte le *country*, vengono promosse iniziative a supporto della salute psicofisica dei colleghi, come servizi sanitari, programmi di prevenzione e *screening*, campagne di sensibilizzazione e dialogo con i lavoratori. Riguardo alle malattie professionali, dalle verifiche effettuate, nel 2024 sono stati segnalati 4 casi accertati ufficialmente dagli enti locali di salute e sicurezza sul lavoro. Non si registra invece alcun decesso correlato a casi confermati in

nessun Paese di presenza del Gruppo, in linea con la tendenza degli ultimi anni, che evidenzia la bassa rilevanza numerica del fenomeno sul perimetro globale.

5. LE LINEE GUIDA DEL PIANO STRATEGICO 2025-2027

Il piano strategico del Gruppo relativo al periodo 2025-2027, contenente le nuove linee guida e gli obiettivi di crescita, è stato presentato alla comunità finanziaria il 18 novembre 2024.

Nei prossimi anni l'elettricità continuerà a svolgere un ruolo di primaria importanza nella transizione energetica, con un aumento dei consumi guidato dall'elettrificazione. In questo contesto, si prevede che le rinnovabili crescano ulteriormente e che i sistemi elettrici continuino ad avere bisogno di tecnologie *baseload* e di flessibilità per soddisfare la domanda in qualsiasi ora del giorno e ridurre la volatilità dei prezzi.

Le reti di distribuzione continueranno a svolgere il ruolo di abilitatore della transizione energetica e richiederanno maggiori investimenti per accogliere la crescente capacità da fonti rinnovabili, oltre che garantire una maggiore resilienza agli eventi meteorologici estremi, che sono sempre più frequenti e intensi e che, per effetto del cambiamento climatico, sono diventati la nuova normalità.

In questo scenario, sarà necessario definire nuovi assetti dei mercati elettrici e quadri regolatori adeguati per remunerare gli investimenti e sostenere la crescita delle rinnovabili e delle reti.

Nell'arco di Piano, l'azione del Gruppo sarà basata su tre pilastri:

- redditività, flessibilità e resilienza, per creare valore attraverso una selettiva allocazione del capitale che ottimizzi il profilo di rischio/rendimento, mantenendo al contempo un approccio flessibile;
- efficienza ed efficacia, con una continua ottimizzazione di processi, attività e portafoglio di offerte, rafforzando la generazione di cassa e sviluppando soluzioni innovative per incrementare il valore degli *asset* esistenti;
- sostenibilità finanziaria e ambientale, per mantenere una struttura solida, assicurare la flessibilità necessaria alla crescita e affrontare le sfide del cambiamento climatico.

Nel periodo 2025-2027 gli investimenti lordi del Gruppo sono previsti per 43 miliardi di euro, in aumento di circa 7 miliardi di euro rispetto al precedente piano strategico, allocati tra le geografie in proporzione al relativo contributo all'Ebitda. In particolare, il Gruppo prevede di aumentare il *focus* sulle reti prevedendo investimenti per circa 26 miliardi di euro, in crescita del 40 per cento rispetto al precedente piano. È previsto che circa il 78 per cento degli investimenti totali nelle reti sarà allocato in Italia e Spagna, Paesi caratterizzati da quadri regolatori favorevoli

a incentivare gli investimenti, e circa il 22 per cento sarà allocato in America Latina. Si prevede che l'incremento degli investimenti porti la *regulated asset base* ("Rab") del Gruppo a circa 52 miliardi di euro nel 2027.

Gli investimenti lordi pianificati nelle rinnovabili ammontano a circa 12 miliardi di euro tra il 2025 e il 2027, prevedendo di aggiungere circa 12 GW di capacità, con un migliorato *mix* tecnologico che prevede oltre il 70 per cento di eolico *onshore* e tecnologie programmabili (idroelettrico e batterie), raggiungendo un totale di capacità rinnovabile installata di circa 76 GW nel 2027.

Da un punto di vista geografico, il Gruppo prevede di allocare in Europa circa il 65 per cento degli investimenti lordi (di cui circa il 34 per cento in Italia e circa il 31 per cento in Iberia), dove si ritiene che i nuovi quadri normativi supporteranno i piani di decarbonizzazione, e circa il 35 per cento in America Latina e Nord America.

Nel periodo 2025-2027 gli investimenti lordi nel segmento clienti saranno pari a circa 2,7 miliardi di euro, di cui circa l'85 per cento nei Paesi in cui il Gruppo ha una presenza integrata, offrendo un portafoglio di soluzioni *bundled* con energia, prodotti e servizi.

Il Gruppo prevede di aumentare la propria base clienti nel mercato libero dell'elettricità in Italia e Spagna a oltre 19 milioni nel 2027.

L'equilibrio finanziario continuerà a guidare la strategia del Gruppo. Grazie ai risultati raggiunti e al completamento del piano di dismissioni rimodulato lo scorso anno, il Gruppo ha conseguito il suo obiettivo di riduzione della leva finanziaria, con un rapporto *Net debt to Ebitda* di 2,4x a fine 2024, rispetto a 3,1x nel 2022, un livello molto inferiore a quello dei *peer* (con una media del settore pari a 3,1x). La solidità finanziaria raggiunta offre al Gruppo la flessibilità necessaria per cogliere le opportunità di mercato, finanziare le proprie ambizioni di crescita e massimizzare la remunerazione degli azionisti. Al termine del periodo di Piano, si prevede che il rapporto *Net debt to Ebitda* si attesterà a circa 2,5x, mantenendosi pertanto ben al di sotto della media di settore. Inoltre, anche grazie alla minore esposizione nei confronti delle geografie *non core* e al costante ricorso alla finanza sostenibile, si prevede che il costo complessivo dell'indebitamento lordo diminuirà fino al 3,9 per cento nel 2027. Si prevede che nel 2027 le fonti di finanza sostenibile rappresenteranno circa il 75 per cento dell'indebitamento lordo totale, con un incremento di 5 punti percentuali rispetto all'obiettivo del Piano precedente.

Si prevede che l'Ebitda ordinario del Gruppo aumenti a un valore compreso tra 24,1 e 24,5 miliardi di euro nel 2027, con un Cagr (*compound average growth rate*) di circa il 7 per cento, rispetto ai 17,3 miliardi di euro del 2022. Si prevede che l'utile netto ordinario del Gruppo raggiunga un valore compreso tra 7,1 e 7,5 miliardi di euro nel 2027, con un Cagr di circa l'11 per cento rispetto ai 4,3 miliardi di euro del 2022. Il Gruppo ha rivisto al rialzo la politica dei dividendi con un nuovo dividendo fisso minimo annuo pari a 0,46 euro per azione e un potenziale ulteriore incremento fino a un *payout* del 70 per cento sull'utile netto ordinario del Gruppo. Rispetto alla precedente politica dei dividendi, è stato inoltre rimosso il vincolo del raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

6. IL CONTENZIOSO DEL GRUPPO ENEL

Il Gruppo Enel è parte in diversi procedimenti arbitrali, civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, al cui esito si potrebbero generare passività anche di importo significativo.

La valutazione dei rischi e la conseguente classificazione della relativa passività (come remota, possibile o probabile) viene effettuata in conformità con i principi contabili internazionali applicabili, per mezzo di un giudizio complesso svolto con il supporto dalle analisi condotte dai legali interni ed esterni.

Appositi fondi di bilancio sono destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della spesa. Il fondo "contenzioso legale", all'interno dei fondi rischi e oneri, è destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

A fronte dei potenziali oneri, risultano accantonati, nel passivo dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2024, 696 milioni nel Fondo contenzioso legale, rispetto ai 702 milioni del 2023.

In questa sede vengono illustrati gli aggiornamenti sul contenzioso di maggior rilievo insorto in Italia[43] e all'estero che interessa il Gruppo Enel[44].

---

[43] In relazione al "*Procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica di Brescia*" si rileva che lo stesso si trova descritto nel capitolo "Fatti di rilievo del 2024" della relazione finanziaria annuale di e-distribuzione nell'ambito del quale si è dato atto della chiusura delle indagini preliminari con lo stralcio della posizione di e-distribuzione, che, pertanto, non risulta tra i soggetti imputati del procedimento citato.

Invece, per quanto riguarda l'evento relativo alla centrale di Bargi, si fa rinvio a quanto descritto nel capitolo "Fatti di rilievo del primo semestre 2024" della "Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2024" del Gruppo Enel (così come aggiornato nei "Fatti di rilievo del primo semestre 2025" della "Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2025").

[44] Il presente capitolo riporta le informazioni aggiornate sino alla pubblicazione della "Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2025" del Gruppo Enel. Un quadro più completo del contenzioso si può reperire nelle relazioni finanziarie annuali e intermedie del Gruppo Enel e delle singole società controllate, redatte in conformità alla normativa vigente.

6.1 Contenzioso in materia previdenziale

Contenzioso AVA INPS

Nel dicembre 2016, l'Inps ha emesso avvisi di addebito per un totale di 38,5 milioni nei confronti di diverse società del Gruppo, riguardanti omissioni contributive su "mensilità aggiuntive" e "integrazione Tfr" versate ai dipendenti cessati tra il 2010 e il 2014. Le società hanno presentato ricorsi, con esiti contrastanti: in primo grado gli avvisi sono stati parzialmente revocati, mentre in grado di appello sono state emesse condanne a pagamenti aggiuntivi. Nel 2024, la Corte di cassazione ha dichiarato inammissibili i ricorsi di entrambe le parti, confermando le sentenze di secondo grado: i contributi sono dovuti sulle "mensilità aggiuntive", ma non sull'"integrazione Tfr".

Attualmente, sono in corso contatti con l'Inps per il ricalcolo, da parte dell'Istituto, degli importi di cui è stato accertato giudizialmente l'obbligo di versamento. Si provvederà ai relativi pagamenti con attingimento dagli accantonamenti presenti nel fondo contenzioso legale che, anche in attesa dell'esatta determinazione delle somme dovute, si stimano capienti in quanto è stato accertato, in via definitiva, che non sono dovuti i contributi sull'"integrazione Tfr" e sono stati già stati effettuati alcuni versamenti all'Inps a seguito di inviti alla regolarizzazione contributiva.

6.2 Contenzioso con la clientela

Contenzioso connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

I due giudizi introdotti da Enel ed e-distribuzione nei confronti di Cattolica Assicurazioni sono attualmente pendenti dinanzi alla Corte d'appello di Roma. Con il primo ricorso le società chiedono di essere tenute indenni dai costi sostenuti per il contenzioso con i clienti seguito al *black-out* del 2003, mentre il secondo concerne la quantificazione degli importi dovuti.

La prima causa pende in sede di giudizio di rinvio, introdotto a seguito della sentenza n. 12969 del 26 aprile 2022 della Corte di cassazione che ha accolto il ricorso proposto da Cattolica Assicurazioni, la seconda in grado di appello. Le due cause sono state rinviate per la precisazione delle conclusioni, rispettivamente al 3 marzo 2026 e all'11 novembre 2025.

Nel frattempo, il giudizio di revocazione della sentenza di Cassazione n. 12969 per errore di fatto, *ex* art. 395, n. 4 c.p.c., si è concluso con ordinanza del 28 agosto 2023 di inammissibilità del ricorso di e-distribuzione.

Contenzioso addizionali all'accisa di energia elettrica

A seguito di due pronunce della Corte di cassazione dell'ottobre 2019, con cui è stata riconosciuta la possibilità per il consumatore di ottenere direttamente dal proprio fornitore il rimborso dell'addizionale all'accisa corrisposta nel 2010 e nel 2011 (in ottemperanza al decreto-legge 28 novembre 1988, n. 511), salvo il diritto del fornitore di rivalersi nei confronti dell'Amministrazione dello Stato, Enel Energia ha ricevuto un grande numero di richieste di pagamento e conseguenti contenziosi.

Attualmente sono pendenti, in diversi gradi di giudizio, circa 540 procedimenti per un valore complessivo di circa 27 milioni.

Successivamente alla sentenza dell'11 aprile 2024, con cui la Corte di giustizia dell'Unione europea ha stabilito che la normativa nazionale risulta in contrasto con il "principio di effettività" nella misura in cui non permetta al consumatore finale di chiedere direttamente allo Stato membro il rimborso dell'onere supplementare indebitamente sostenuto, la Corte costituzionale, con sentenza n. 43 del 15 aprile 2025, ha dichiarato, con effetto *ex tunc,* l'illegittimità costituzionale della norma del decreto-legge 28 novembre 1988, n. 511 istitutiva del tributo per contrasto con l'art 117, comma 1, Cost. e con l'art. 1, par. 2, Direttiva 2008/118/CE del Consiglio dell'U.E.

In relazione alle decisioni già passate in giudicato, il fornitore ha diritto di chiedere all'Agenzia delle dogane il rimborso di quanto versato al cliente finale per sorte capitale e interessi dal giorno della domanda di rimborso.

In caso di diniego della richiesta di rimborso inoltrata all'Agenzia delle dogane, le società presenteranno ricorsi fiscali.

6.3 Contenzioso con *partner* commerciali, fornitori e concorrenti

Contenzioso Beg

Con lodo arbitrale del 2002, confermato nel 2010 dalla Corte di cassazione, è stata rigettata la domanda risarcitoria formulata da BEG s.p.a. ("Beg") nei confronti di Enelpower s.p.a. ("Enelpower") in relazione al presunto inadempimento di quest'ultima ad un accordo per la valutazione della costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente, con sentenza del 24 marzo 2009, confermata dalla Cassazione albanese, il Tribunale di Tirana ha

condannato Enelpower ed Enel, in relazione alla medesima questione, al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni per l'anno 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per alcuni anni successivi in favore della società albanese Albania BEG Ambient Shpk ("Aba"), controllata da Beg. Avverso tale sentenza è stato proposto un giudizio di revocazione instaurato da Enel ed Enelpower nel 2016. All'esito dell'udienza del 6 novembre 2024 la Corte Suprema albanese ha rigettato tale ricorso.

Aba ha avviato numerosi giudizi per il riconoscimento ("*exequatur*") della sentenza del Tribunale di Tirana, richiedendo il pagamento di un importo di oltre 430 milioni. Qui di seguito si riportano i principali aggiornamenti relativi a tali contenziosi:

- Italia: il giudizio instaurato da Aba pende tuttora dinanzi alla Corte d'appello di Roma;
- Francia: con sentenza del 17 maggio 2023, la Corte di cassazione francese ha rigettato in via definitiva la domanda di *exequatur*. In data 15 dicembre 2023 è stata inoltre impugnata da Enel la sentenza della Corte d'appello di Parigi che ha respinto la richiesta di Enel di revocare i sequestri conservativi in precedenza ottenuti da Aba. Aba si è costituita in giudizio dando notizia di aver volontariamente liberato i sequestri, chiedendo l'estinzione del giudizio per cessazione della materia del contendere. Enel si è opposta alla richiesta di estinzione del giudizio, si resta in attesa della decisione;
- Lussemburgo: il procedimento si trova ancora pendente in primo grado a causa di rallentamenti di carattere procedurale e nessun provvedimento giudiziario è stato ancora assunto. In particolare, a seguito di varie rinunce al mandato da parte dei difensori di Aba, il Tribunale ha sospeso il procedimento.

Infine, è altresì pendente il giudizio introdotto da Beg nel 2022 dinanzi al Tribunale di Milano per il risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 1,8 miliardi di euro, in conseguenza della sentenza del 20 maggio 2021 della Corte europea dei diritti dell'uomo emessa nella causa Beg contro lo Stato italiano. All'udienza di precisazione delle conclusioni del 17 ottobre 2024, il giudice ha assegnato i termini ordinari per le comparse conclusionali e le repliche. Con sentenza del 17 aprile 2025, il Tribunale di Milano ha rigettato integralmente la domanda di parte attrice. In data 9 maggio 2025 Beg ha impugnato tale decisione dinanzi alla Corte d'Appello di Milano.

Arbitrato Enel Produzione - Italia

Nell'ultimo trimestre del 2023 un fornitore di carbone ha avviato un arbitrato nei confronti di Enel Produzione per richiedere l'adempimento, da parte di quest'ultima, di alcuni contratti di fornitura di carbone stipulati tra le parti nel corso del 2021, contratti il cui adempimento era stato sospeso da Enel Produzione nel marzo 2022 in virtù del regime sanzionatorio imposto dai Regolamenti Ue n. 269/2014 del Consiglio, del 17 marzo 2014 e n. 833/2014 del Consiglio, del 31 luglio 2014. La domanda è stata presentata per circa 11,2 milioni di dollari statunitensi per forniture già eseguite e circa 66,7 milioni di dollari statunitensi per forniture attese, più interessi; nel corso del procedimento la domanda è stata ridotta a 52,9 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi. Il procedimento arbitrale è tutt'ora pendente ed è in corso lo scambio delle memorie conclusionali.

Contenzioso Green Network - Italia

Nel 2019 Green Network s.p.a. ("Green Network") ha convenuto in giudizio Enel Energia dinanzi al Tribunale di Roma per far accertare presunte condotte anticoncorrenziali di Enel Energia (tra le quali anche pratiche illecite di *win-back*) e condannare Enel Energia, *inter alia*, al risarcimento del danno, quantificato in circa 116 milioni. All'esito della fase istruttoria, con provvedimento del 28 giugno 2024, il Giudice ha rimesso la causa al Collegio per la decisione.

In data 20 marzo 2025 è stata pubblicata, e il 21 marzo 2025 notificata da Enel Energia, la sentenza del Tribunale civile di Roma con la quale sono state rigettate integralmente le domande di Green Network, con relativa condanna alle spese di lite.

Green Network ha appellato la sentenza ed Enel Energia si è costituita nel relativo giudizio nei termini di legge.

Twin s.r.l., Juice s.r.l., Clamm s.r.l. – contenzioso in materia di agenzia

Il 6 novembre 2017 le Società Twin s.r.l., Juice s.r.l. e Clamm s.r.l. hanno convenuto in giudizio Enel Energia dinanzi al Tribunale di Roma al fine di ottenere la condanna di quest'ultima al pagamento, in loro favore, della complessiva somma di circa 23 milioni a titolo di indennità e provvigioni asseritamente maturate in virtù di un contratto di agenzia tra le stesse stipulato, nonché il risarcimento del danno. Enel Energia si è costituita in giudizio contestando la fondatezza delle domande avversarie e depositando domanda riconvenzionale per la somma di

circa 110.000 euro a titolo di ripetizione di somme pagate e non dovute. Con sentenza del 2 marzo 2020, il Tribunale di Roma ha rigettato sia la domanda delle società attrici che la domanda riconvenzionale di Enel Energia. Le società attrici hanno impugnato la decisione dinanzi alla Corte d'appello di Roma che, con una sentenza del 19 marzo 2024, ha rigettato l'appello. Il 19 luglio 2024 è stato notificato ricorso per Cassazione.

Enel Energia, con controricorso depositato in data 28 settembre u.s. ha chiesto il rigetto del ricorso in quanto inammissibile e comunque infondato, insistendo per la conferma della sentenza n. 3425/2024, resa dalla Corte di appello di Roma, pubblicata il 15 maggio 2024 e notificata il 22 maggio 2024.

Si è in attesa della fissazione dell'udienza dinnanzi alla Corte di cassazione.

6.4 Procedimenti con rilevanza ai sensi del d. lgs. n. 231 del 2001

Procedimento penale nei confronti di e-distribuzione in relazione a un evento infortunistico

Riguardo al procedimento penale a carico di alcuni dipendenti e *manager* di e-distribuzione, nonché della società stessa ai sensi del d. lgs. n. 231 del 2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto a seguito dell'evento infortunistico mortale verificatosi nella notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente di una ditta appaltatrice, in data 23 maggio 2023 si è tenuta l'udienza preliminare presso il Tribunale di Taranto; all'udienza del 21 maggio 2024 è stata accolta la richiesta di patteggiamento di un indagato, disponendo rinvio a giudizio per tutti gli altri, compresa e-distribuzione. Nella prima udienza dibattimentale è stato disposto un rinvio al 4 febbraio 2025 per l'ammissione dei mezzi di prova. Il dibattimento è iniziato il 1° ottobre 2024. All'udienza di escussione testi del 15 luglio 2025, stante la mancata escussione di un teste, la causa è stata rinviata per il completamento dell'attività al 16 dicembre 2025, udienza nella quale si procederà anche al controesame.

Di concerto con la compagnia di assicurazione, si è definito l'*iter* per addivenire ad una transazione con gli eredi del defunto, a tacitazione delle pretese risarcitorie formulate dalle persone offese, pur senza riconoscimento alcuno in ordine ai profili di responsabilità.

6.5 Procedimenti con autorità e pubbliche amministrazioni

Comune di Alfedena – Canoni Cosap e Cup

Il Comune di Alfedena (AQ) ha notificato a Enel Produzione un avviso di accertamento esecutivo per 207 milioni, relativi a canoni per l'occupazione di spazi pubblici del bacino idroelettrico "Montagna Spaccata" dal 2007 al 2024 e per il canone unico patrimoniale, nonché un verbale di contestazione di una sanzione di circa 75,5 milioni per occupazione illegittima di tali spazi. Il Comune sostiene che i terreni occupati rientrano nel suo patrimonio indisponibile per uso civico e quindi sono soggetti a canoni Cosap e Cup.

Enel Produzione ha impugnato in sede giudiziale l'avviso di accertamento del Comune, formulando al contempo istanza cautelare, e ha presentato scritti difensivi avverso il verbale di contestazione della sanzione amministrativa pecuniaria irrogata dal Comune.

All'udienza tenutasi il 22 gennaio 2025, in accoglimento dell'istanza cautelare, il Tribunale di Sulmona ha disposto la sospensione dell'efficacia esecutiva dell'avviso di accertamento. La causa è stata da ultimo rinviata al 16 aprile 2026 per la trattazione.

Concessioni idroelettriche

EGP Italia ed Enel Produzione hanno impugnato davanti al Tribunale regionale delle acque pubbliche ("Trap") e/o al Tribunale superiore delle acque pubbliche ("Tsap") le leggi regionali di Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Veneto, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo, Lazio, Calabria e Basilicata adottate in attuazione della modifica operata dal decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12 (c.d. "Decreto semplificazioni") in materia di concessioni idroelettriche di grande derivazione. Le disposizioni prevedono modifiche circa l'affidamento delle concessioni alla scadenza, la valorizzazione dei beni collegati, i canoni concessori, nonché l'obbligo di fornire energia gratuita a favore di enti pubblici (220 kWh di energia per ogni kW di potenza nominale media di concessione). A partire dal mese di settembre 2024, il Tsap ha emesso una serie di sentenze sui giudizi avverso i provvedimenti emessi dalle regioni Lombardia, Piemonte, Calabria, Umbria e Abruzzo, con cui detti ricorsi sono stati rigettati.

Le società stanno impugnando per cassazione le sentenze pubblicate dal Tsap. Avverso la prima sentenza resa dal Tsap è stata altresì presentata istanza di sospensione cautelare dell'esecuzione, rigettata dallo stesso Tsap con ordinanza depositata in data 1° aprile 2025.

La Corte di cassazione ha fissato al 21 ottobre 2025 l'udienza per la discussione di due dei ricorsi proposti da EGP Italia ed Enel Produzione avverso le sentenze negative emesse dal Tsap. Si è in attesa della fissazione dell'udienza relativa agli altri ricorsi proposti.
I rimanenti procedimenti sono ancora pendenti in fase istruttoria innanzi al Tsap.

Procedimento *Antitrust* 12461 - Rinnovi contrattuali

In data 13 dicembre 2022, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ("Agcm") ha avviato nei confronti di Enel Energia e altre sei società terze un procedimento per pratiche commerciali scorrette (violazione di alcune disposizioni del Codice del consumo e dell'art. 3 del decreto-legge 9 agosto 2022, n. 115, c.d. "Decreto aiuti *bis*"), contestando a Enel Energia di aver inviato ai propri clienti, nel periodo maggio-ottobre 2022, comunicazioni di modifica del prezzo, le quali, da un lato, avrebbero avuto un contenuto generico e omissivo (non precisando la data di scadenza delle condizioni economiche oggetto di rinnovo), dall'altro, avrebbero costituito esercizio abusivo di *ius variandi* in quanto dirette a preannunciare la modifica delle condizioni economiche del rapporto di fornitura, in contrasto con l'art. 3 del Decreto aiuti *bis*.
Enel Energia ha impugnato i provvedimenti cautelari dell'Agcm del dicembre 2022 presso il Tar Lazio, che li ha annullati con sentenza del 19 maggio 2023. L'Agcm ha successivamente fatto ricorso al Consiglio di Stato il 4 settembre 2023 ed Enel Energia si è costituita chiedendo il rigetto del ricorso e presentando un appello incidentale. L'udienza è fissata per il 5 dicembre 2024. Nel frattempo, il 15 novembre 2023, l'Agcm ha inflitto a Enel Energia una multa di 10 milioni per il procedimento per pratiche commerciali scorrette in violazione del Codice del consumo, che Enel Energia ha pagato, impugnando il provvedimento presso il Tar Lazio, che ha trattato tutti i ricorsi nell'udienza del 17 luglio 2024. Il Tar Lazio, con sentenza pubblicata in data 18 novembre 2024, ha annullato il provvedimento impugnato in accoglimento del ricorso di Enel Energia.
In data 11 febbraio 2025, l'Agcm ha proposto ricorso al Consiglio di Stato; Enel Energia si è costituita in giudizio per resistere all'appello.
La data di udienza non è ancora stata fissata.

Procedimento sanzionatorio del Garante per la protezione dei dati personali nei confronti di Enel Energia – Italia

Il 29 febbraio 2024, l'Autorità garante per la protezione dei dati personali ("Gpdp") ha sanzionato Enel Energia con una multa di 79,1 milioni e ha imposto alcune misure correttive. La sanzione deriva da un'indagine avviata nel luglio 2023 per la mancata adozione di un adeguato sistema di controllo sull'operato delle proprie agenzie che, dal 2015 al 2022, si sarebbero avvalse anche di operatori non ufficialmente incaricati, al solo fine di massimizzare i propri profitti, anche a danno della stessa Enel Energia.

Medio tempore Enel Energia aveva già adottato, nei confronti delle agenzie coinvolte, tutte le misure contrattualmente previste e denunciato in sede penale gli operatori che avevano agito abusivamente.

Il provvedimento del Gpdp è stato impugnato innanzi al Tribunale di Roma, formulando istanza di sospensione del provvedimento sanzionatorio, che è stata da ultimo accolta dal giudice con provvedimento del 18 luglio 2024. Il giudizio è tuttora pendente dinanzi al Tribunale di Roma per la trattazione del merito.

Procedimento sanzionatorio del Garante per la protezione dei dati personali nei confronti di Enel Energia - Italia

Nel gennaio 2022, a conclusione di un procedimento aperto sulla base di alcuni reclami di consumatori che lamentavano la ricezione di chiamate indesiderate per fini commerciali, il Gpdp ha emesso nei confronti di Enel Energia un provvedimento sanzionatorio per circa 26,5 milioni, oltre ad alcune prescrizioni operative. Le contestazioni riguardavano principalmente l'inadeguatezza dell'attività di vigilanza e controllo sui processi di gestione e trattamento dei dati personali dei clienti nell' attività di *telemarketing*, svolta avvalendosi di soggetti terzi.

Enel Energia, ritenendosi estranea alle condotte imputate, ha impugnato il provvedimento dinanzi al Tribunale civile di Roma, adducendo motivazioni sia procedurali che di merito.

Con sentenza del 13 febbraio 2023, il Tribunale, dopo aver precedentemente disposto la sospensione del provvedimento sanzionatorio, ha accolto il ricorso di Enel Energia e disposto l'annullamento del provvedimento sanzionatorio per mancato rispetto da parte del Gpdp dei termini del procedimento (motivazione ritenuta prevalente rispetto alle motivazioni di merito che sono state considerate assorbite e pertanto non sono state esaminate dal Tribunale).

All'esito dell'impugnazione da parte del Gpdp, la Corte di cassazione, con decisione pubblicata il 10 luglio 2025, ha accolto il ricorso promosso dal Gpdp e, per l'effetto, ha cassato con rinvio la sentenza di primo grado. È in corso la riassunzione della causa innanzi al Tribunale civile di Roma che, sulla base dei principi enunciati dalla Corte stessa, esaminerà nuovamente l'impugnazione di Enel Energia, valutando anche i motivi di merito non ancora esaminati.

Procedimento sanzionatorio in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile

Con determina DSAI/60/2018/eel del 2 ottobre 2018, la Direzione sanzioni e impegni dell'Arera ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione, contestando la violazione di alcune disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile.

Dopo aver notificato, a febbraio 2025, la conclusione della fase istruttoria, rilevando l'assenza dei presupposti per l'adozione di un provvedimento sanzionatorio, con deliberazioni 286/2025/S/EEL e 287/2025/S/EEL del 1° luglio 2025, Arera ha disposto l'archiviazione dei procedimenti sanzionatori.

6.6 Contenzioso relativo a società estere

***Bonus* sociale - Spagna**

In relazione ai vari regimi di finanziamento del *bonus* sociale adottati dal Governo spagnolo e alla sentenza n. 212/2022 del 21 febbraio 2022 con la quale il *Tribunal supremo* ha accolto parzialmente i ricorsi presentati da Endesa, Endesa Energía s.a.u. ed Energía XXI Comercializadora de Referencia s.l.u. (di seguito, congiuntamente, le "Società Endesa") e da altre società del settore energetico, nell'ambito del procedimento di esecuzione forzata avviato dalle Società Endesa, con ordinanza del 26 maggio 2023 il *Tribunal supremo* ha ordinato all'amministrazione spagnola di pagare in favore delle Società Endesa la somma di 152.272.230 euro, oltre interessi legali, nonché di quantificare e versare alle Società Endesa gli ulteriori importi dovuti a titolo di costi di finanziamento del *bonus* sociale per il segmento di mercato libero e relativi costi di attuazione. Il 28 luglio 2023, la Segretaria di Stato per l'energia ha notificato una risoluzione che riconosce alle Società Endesa: (i) un indennizzo di 171,6 milioni (inclusi interessi legali) per i costi di finanziamento associati ai clienti del segmento regolato del mercato e (ii) un ulteriore indennizzo di 6,6 milioni (inclusi interessi legali) per i costi sostenuti per l'attuazione del *bonus* sociale. Il 18 settembre 2023 le Società Endesa hanno depositato

dinanzi al *Tribunal supremo* osservazioni volte a ottenere anche l'indennizzo relativo al segmento del mercato libero, non riconosciuto dalla suddetta risoluzione. Nel febbraio 2024 è stata presentata una mozione per avviare la fase di assunzione delle prove peritali che è iniziata nel maggio 2024 e l'8 ottobre 2024, il *Tribunal Supremo* ha emesso un'ordinanza che ha parzialmente annullato la Risoluzione della Segreteria di Stato del 28 luglio 2023, riconoscendo il diritto delle Società Endesa a ricevere un indennizzo per i costi di finanziamento del *bonus* sociale nel mercato libero. Inoltre, ha stabilito che l'Amministrazione deve rimborsare alle Società Endesa circa 148 milioni per gli importi pagati per finanziare il *bonus* sociale, con interessi, e 5,8 milioni per i costi di gestione del *bonus* sociale, anch'essi con interessi. Inoltre, ha confermato che i costi di finanziamento del *bonus* non hanno influito sulle offerte di mercato né sulle bollette dei clienti di Endesa Energía s.a.u. Su istanza delle Società Endesa, in data 5 maggio 2025, il *Tribunal Supremo* ha emesso un'ordinanza nella quale ha precisato l'importo da versare a favore delle Società Endesa (148 milioni, oltre ai corrispondenti interessi legali), concedendo all'Amministrazione un termine per il pagamento di tale importo.
In data 21 luglio 2025, l'Amministrazione ha provveduto al pagamento di 148 milioni a titolo di finanziamento del *bonus* sociale relativo ai clienti del mercato libero, rimanendo pendente il pagamento dei relativi interessi.

Arbitrati Gnl Endesa Generación s.a. - Spagna

Nel 2023, una società produttrice di Gnl ha avviato un procedimento arbitrale contro Endesa Generación s.a. ("Endesa Generación") per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine, chiedendo una revisione del prezzo contrattuale di circa 680 milioni di dollari statunitensi. Tale procedimento si è concluso con emissione del lodo del 28 novembre 2024 che ha rigettato integralmente le domande della controparte. Nel gennaio 2025 un'altra società produttrice di Gnl ha avviato un arbitrato contro Endesa Generación per ottenere la revisione del prezzo su un contratto di fornitura a lungo termine di Gnl. Nel *memorial de demanda*, presentato nel giugno 2025, la controparte chiede un adeguamento del prezzo da parte di Endesa Generación di circa 240 milioni di dollari, inclusi gli interessi fino al 30 giugno 2025. Tale importo potrebbe variare nel corso del procedimento.

Impugnazione autorizzazione unica impianto eolico *Peña del Gato* – Spagna

Il 7 febbraio 2024, l'associazione "*Plataforma para la defensa de la cordillera cantábrica*" ha presentato ricorso al Tribunale amministrativo di León per impugnare l'autorizzazione amministrativa e dichiarazione di impatto ambientale per la costruzione ed esercizio del parco eolico Peña del Gato e la relativa infrastruttura di evacuazione ottenuti, da ultimo nel 2022, dalla società Energías Especiales del Alto Ulla, s.a.u. (controllata al 100 per cento da Enel Green Power España, s.l.u. "Enel Green Power España"). Rispettivamente l'11 marzo e l'11 aprile 2024, la *Junta de Castilla y León* ed Enel Green Power España hanno presentato opposizione al ricorso presentato dall'associazione e il procedimento è pendente.

Contenzioso - Tractebel – Brasile

La società Tractebel (oggi Engie Brasil Energia s.a.) ha promosso nell'ottobre 2009 un procedimento nei confronti di Enel CIEN s.a. ("Enel CIEN") in relazione all'asserito inadempimento al contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile, per un valore pari a circa 827 milioni di real brasiliani (circa 129,4 milioni), oltre danni da quantificare. La decisione di primo grado favorevole a Enel CIEN, resa in data 16 febbraio 2023, è stata impugnata in appello da Tractebel ma, con sentenza del 29 febbraio 2024, la Corte d'appello ha confermato la decisione di primo grado favorevole a Enel CIEN. Successivamente, Tractebel ha presentato una mozione di chiarimento della decisione della Corte d'appello, anche questa rigettata, e Tractebel ha impugnato il rigetto dinanzi alle Corti superiori. Il procedimento è attualmente pendente.

Contenziosi Cibran – Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos ("Cibran") ha avviato sei cause contro Ampla Energia e Serviços s.a. (società distributrice dello Stato di Rio de Janeiro, "Ampla"), parte del Gruppo Enel, chiedendo risarcimenti per presunti danni legati a interruzioni del servizio energetico tra il 1987 e il 2002. Le prime due cause sono state decise in favore di Ampla: la prima, relativa agli anni 1995-1999, è stata chiusa con sentenza definitiva il 24 agosto 2020; la seconda domanda, relativa agli anni 1987-1994, è stata respinta con sentenza definitiva il 24 marzo 2023.

Gli altri quattro procedimenti, riguardanti il periodo 2001-2002, sono attualmente sospesi in attesa di riassunzione.

Contenzioso con cooperative locali – Brasile

Sono pendenti diversi giudizi instaurati da alcune cooperative nei confronti della società Companhia Energética do Ceará s.a. ("Ceará"), per richiedere, tra le altre cose, la revisione del canone pattuito in contratti stipulati nel 1982 per l'utilizzo delle reti di proprietà di tali cooperative, costituite nell'ambito di un progetto statale di ampliamento della rete elettrica nelle zone rurali del Brasile.

Sono pendenti due procedimenti legali di rilievo:

a) nel caso della Cooperativa de eletrificação rural do vale do Acarau Ltda, con un valore di circa 569 milioni di real brasiliani (88,8 milioni), Ceará ha ottenuto sentenze favorevoli in primo grado, in appello e in terzo grado (decisione non ancora definitiva).;

b) nel caso della Cooperativa de energia, telefonia e desenvolvimento rural do Sertão Central Ltda, con un valore di circa 341,3 milioni di real brasiliani (53,2 milioni), la cooperativa ha chiesto una revisione del canone per l'uso delle reti. Il procedimento è ancora pendente in primo grado, con una perizia ingegneristica favorevole a Ceará.

Contenzioso ricalcolo tariffario (2011-2015) Aneel – Brasile

Nel 2014 Eletropaulo metropolitana eletricidade de Sao Paulo s.a. ("Eletropaulo") ha impugnato il provvedimento amministrativo dell'*Agência nacional de energia elétrica* ("Aneel") che aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento impugnato. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza del 10 aprile 2024 che ha respinto le richieste di Eletropaulo. Avverso tale decisione, Eletropaulo ha proposto appello ottenendo la conferma della sospensione cautelare già disposta. Tale ultima decisione è stata impugnata da Aneel e il procedimento è pendente. Il valore della causa è pari a circa 1,4 miliardi di real brasiliani (circa 216,6 milioni).

Endicon – Brasile

Il 17 ottobre 2021 Endicon (*ex* fornitore di servizi Enel in Brasile) ha intentato una causa contro Ampla e Ceará al fine di richiedere un risarcimento complessivo di circa 617 milioni di real brasiliani (circa 96,7 milioni) per danni materiali e morali, che avrebbe subito in conseguenza di asseriti inadempimenti contrattuali. Il procedimento è attualmente pendente in primo grado nella fase di istruzione probatoria.

Socrel – Brasile

L'azione di risarcimento danni promossa da Serviços de eletrcidade e telecomunicações Ltda ("Socrel") nei confronti di Eletropaulo – per l'asserita illegittima risoluzione di vari contratti, che avrebbe causato la crisi di liquidità di Socrel - è stata integralmente rigettata nel merito in primo grado con sentenza del 27 marzo 2023. In data 6 giugno 2023, Socrel ha impugnato tale decisione e, in data 8 novembre 2023, l'impugnazione di Socrel è stata accolta mentre la decisione di primo grado è stata annullata con rinvio al giudice di prima istanza per l'assunzione delle prove orali precedentemente non ammesse. In data 24 novembre 2023, Eletropaulo ha presentato una mozione contro il provvedimento di annullamento della sentenza di primo grado, respinta dalla Corte di appello. Contro tale ultima decisione, il 26 febbraio 2024, Eletropaulo ha presentato ricorso alla Corte suprema e Socrel ha proposto controricorso. Tale fase si è conclusa con decisione sfavorevole a Eletropaulo e il procedimento è tornato in primo grado per l'assunzione delle prove. Il valore della domanda di Socrel è quantificato in circa 250,2 milioni di real brasiliani (circa 39 milioni).

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Ceará) – Brasile

Nel corso del 2022 Ceará è stata convenuta in sei giudizi promossi da soggetti privati e istituzioni pubbliche avverso la risoluzione n. 3.026/2022 del 19 aprile 2022 con la quale l'Aneel ha autorizzato un aumento tariffario per l'anno 2022 del servizio di distribuzione di energia elettrica effettuato da Ceará nella percentuale media del 24,85 per cento. Il 21 giugno 2022, il Tribunale regionale federale ha respinto la richiesta di sospensiva e ha unificato i procedimenti. Quattro delle sei azioni si sono concluse con sentenze favorevoli a Cearà. Per una delle restanti cause, Ceará ha presentato gli atti conclusivi a giugno 2024 e si attende una decisione di merito. Il valore è indeterminato. Il 31 luglio 2023, l'ulteriore azione connessa, promossa da una delle

parti pubbliche, è stata trasferita al Tribunale, con una richiesta di risarcimento di circa 69 milioni di real brasiliani (11,2 milioni) per danni morali collettivi e aumento tariffario eccessivo. Il 19 dicembre 2024 è stata emessa una decisione sfavorevole a Cearà che ha condannato la società al pagamento di circa 1 milione di euro; tale decisione è stata impugnata e il procedimento è pendente.

Azione civile pubblica Comune di Paraty - Brasile

Il Comune di Paraty ha avviato contro Ampla un giudizio di esecuzione per far realizzare l'ammodernamento della rete fino alla scadenza del contratto di concessione. Il giudice ha nominato un consulente tecnico e il giudizio risulta attualmente sospeso per trattative. L'importo è allo stato indeterminato.

Contenzioso Cteep – Brasile

Il 16 marzo 2021 Eletropaulo ha promosso dinanzi al *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* un'azione di recupero del credito per un ammontare di circa 1,5 miliardi di real brasiliani (circa 250 milioni) nei confronti dell'operatore del sistema di trasmissione ISA CTEEP – Companha de Transmissão de Energia Elétrica ("Cteep"), quale debitore originario di un debito sorto prima della privatizzazione di Eletropaulo, nei confronti di Centrais Elétricas Brasileiras s.a. ("Eletrobras") e a quest'ultima inizialmente pagato nel contesto di un accordo transattivo. Con decisione del 26 settembre 2023, la Corte d'appello ha confermato la sentenza di primo grado che ha respinto la domanda di Eletropaulo, fissando altresì gli onorari di difesa dovuti per la soccombenza nella misura pari al 13 per cento del valore attualizzato della domanda, per un importo corrispondente a circa 300 milioni di real brasiliani (circa 47 milioni). A gennaio 2024 la Corte d'appello ha rigettato il ricorso proposto da Eletropaulo per la revisione di tale decisione. In data 23 febbraio 2024, Eletropaulo ha impugnato tale ultimo provvedimento dinanzi alle Corti superiori con appello speciale e straordinario e, successivamente, il 17 maggio 2024, i procedimenti sono stati sospesi in attesa della decisione del Supremo tribunale federale su una questione pregiudiziale rispetto al merito della vicenda. Successivamente alla riassunzione del giudizio, è attualmente pendente l'appello straordinario proposto da Eletropaulo, mentre è stato rigettato l'appello speciale. Il 29 aprile 2025, Eletropaulo ha appellato tale decisione di rigetto e il procedimento di impugnazione è attualmente pendente.

***Black-out* del novembre 2023 a San Paolo – Brasile**

A seguito degli eventi atmosferici del 3 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Eletropaulo, al 30 giugno 2025 sono pendenti 498 azioni individuali e 7 azioni collettive promosse da rappresentanti di comuni, sindacati, partiti politici, pubblico ministero e difensore d'ufficio, con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi da parte di Eletropaulo, la fornitura di informazioni e/o documenti, il mantenimento del livello del servizio di distribuzione, nonché la condanna al pagamento di danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 30 giugno 2025 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa è di circa 20,7 milioni di real brasiliani (3,2 milioni), mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

***Black-out* del novembre 2023 a Rio de Janeiro – Brasile**

A seguito degli eventi atmosferici del 18 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Ampla, al 30 giugno 2025 sono pendenti 1.972 azioni individuali e 18 azioni collettive promosse da rappresentanti di comuni e dal pubblico ministero e dal difensore d'ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi di assistenza da parte di Ampla, la fornitura di informazioni, il mantenimento di misure di assistenza, nonché la condanna al pagamento di danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 30 giugno 2025 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 47,3 milioni di real brasiliani (circa 7,4 milioni), mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

***Black-out* dell'ottobre 2024 San Paolo – Brasile**

A seguito dell'evento climatico dell'11 ottobre 2024 verificatosi sull'area della concessione di Eletropaulo, al 30 giugno 2025 Eletropaulo ha ricevuto la notifica di 916 azioni individuali e di 11 azioni collettive, promosse da rappresentanti dei comuni e dal pubblico ministero, associazioni, partiti politici, il Governo federale, lo Stato di San Paolo e in un caso da un singolo cittadino, per ottenere in via cautelare misure per il miglioramento della qualità del servizio e l'intervento dell'Aneel nel contratto di concessione. Nel merito, gli attori agiscono per il risarcimento di danni materiali e morali (individuali e collettivi) e, in un caso, per ottenere l'annullamento del contratto di concessione e l'imposizione di sanzioni a carico di Eletropaulo.

Al 30 giugno 2025, il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 18,5 milioni di real brasiliani (circa 2,8 milioni) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Ipdec - Brasile

L'*Instituto de Defensa de los Consumidores* ("Ipdec") ha promosso un giudizio nei confronti di Ceará e dell'Aneel per contestare l'inclusione nella tariffa dei costi correlati ai furti di energia quali "perdite non tecniche". Nel gennaio e febbraio 2024 Ceará e Aneel hanno impugnato la sentenza con cui il tribunale di primo grado aveva parzialmente accolto la domanda avversaria dichiarando la nullità della riscossione delle perdite non-tecniche con effetto irretroattivo a partire dal passaggio in giudicato della decisione. Il giudizio prosegue in appello. Il valore della causa è indeterminato.

Revisione tariffaria beneficio fiscale per interessi su capitale proprio (2003) - Brasile

Nel contesto di una *class action* promossa contro Eletropaulo e contro l'Aneel è stato richiesto ad Aneel di riflettere nelle revisioni tariffarie effettuate a partire dal 2003 una componente negativa per il presunto beneficio fiscale di cui avrebbe beneficiato Eletropaulo in relazione agli interessi corrisposti sul capitale proprio, ed è stato chiesto a Eletropaulo di rimborsare in misura doppia gli importi addebitati ai consumatori, a causa del mancato riconoscimento del suddetto beneficio in tariffa. In primo grado è stata emessa una sentenza favorevole a Eletropaulo. Tuttavia, in data 3 aprile 2024 è stata emessa una sentenza di secondo grado sfavorevole e pertanto Eletropaulo ha impugnato la stessa dinanzi alla medesima Corte con istanza di chiarimento, che è stata respinta il 17 agosto 2024. Avverso tale decisione Eletropaulo ha presentato sia un ricorso speciale per violazione di legge che un ricorso straordinario per violazione di principi costituzionali. Il 4 aprile 2025 i ricorsi presentati da Eletropaulo e Aneel sono stati rigettati. Entrambe le parti hanno impugnato tali decisioni e i giudizi sono attualmente pendenti. Il valore della causa è indeterminato.

Azione popolare Comune di Fortaleza – Brasile

Ad aprile 2025, un consigliere comunale del Comune di Fortaleza ha avviato un giudizio contro Ceará, il Comune di Fortaleza e lo Stato di Ceará volto a ottenere l'interramento delle linee elettriche nel Comune di Fortaleza (Stato di Ceará), il risarcimento dei danni morali collettivi da

riconoscersi in favore dei clienti nonché, in via cautelare, misure di intervento sull'attuale rete di distribuzione. La domanda cautelare è stata rigettata con provvedimento del 21 aprile 2025. Ceará e il Comune di Fortaleza hanno presentato le proprie difese di merito nel maggio 2025 e il giudizio è pendente. Il valore della causa è indeterminato.

Azione popolare Stato di Ceará – Brasile

Si tratta di un'azione collettiva presentata da un rappresentante dello Stato di Ceará nell'aprile 2025 nei confronti di Ceará e l'Aneel, volta a contrastare il rinnovo del contratto di concessione di Ceará per questioni afferenti alla qualità del servizio e richiedendo, in via cautelare, la sospensione del procedimento di rinnovo in corso. Ceará ha depositato le proprie difese nel giugno 2025 e il giudizio è pendente. Il valore della causa è indeterminato.

Gas Atacama Chile – Cile

Alcuni operatori del *Sistema interconectado del norte grande* ("Sing") - tra i quali Aes Gener s.a., Eléctrica Angamos s.a. ed Engie Energía Chile s.a. - hanno introdotto dei giudizi nei confronti di Gas Atacama Chile s.a. ("Gas Atacama") al fine di ottenere il risarcimento dei danni attualizzato per complessivi circa 131,7 milioni - in relazione alle informazioni sul minimo tecnico e sul tempo minimo di operazione della centrale di Gas Atacama fornite al *Centro de despacho económico de carga* (Cdec-Sing), già oggetto di sanzione amministrativa pagata, a seguito di riqualificazione, da Gas Atacama. A seguito di riunione dei vari giudizi, con sentenza di primo grado del 17 ottobre 2023, le domande degli attori sono state parzialmente accolte per un importo che dovrà essere quantificato in una successiva fase processuale. Tutte le parti in causa hanno impugnato la predetta sentenza e pende il giudizio di appello.

Compania Mineira Arbiodo - Cile

Nel 2016, le società Compania Minera Arbiodo Chile Ltda. e Ingenieros Asesores Ltda. hanno citato in giudizio vari Ministeri cileni, il *Servicio Nacional de Geología y Minería* ("Sernageomin"), Enel Green Power Chile Ltda. ("EGP Chile") e Parque Eólico Taltal s.a. ("Taltal") per presunta violazione dei loro diritti minerari legati al terreno dove insiste il parco eolico Taltal, costruito nel 2012. Il 6 dicembre 2023, il Tribunale civile di Santiago ha condannato Taltal, EGP Chile e il Sernageomin a pagare 346 miliardi di pesos cileni (circa 317,4 milioni) alle società ricorrenti. La

sentenza è stata impugnata dalle parti coinvolte e il 18 giugno 2024 il procedimento di appello è stato sospeso, poiché le società del Gruppo hanno portato la questione alla Corte costituzionale nel maggio 2024. All'esito dell'udienza del 5 marzo 2025 la Corte costituzionale ha rigettato il ricorso delle società del Gruppo e il procedimento di secondo grado si è riavviato.

El Quimbo – Colombia

In relazione al progetto "El Quimbo" (impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila in Colombia), sono pendenti alcuni giudizi ("*acciones de grupo*" e "*acciones populares*") avviati da abitanti/pescatori della zona contro, *inter alia*, Emgesa s.a. e.s.p. (oggi Enel Colombia s.a. e.s.p., "Enel Colombia").

In particolare, una prima azione collettiva, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.900 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30 per cento i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento, che era stato avviato, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni della regione di Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (*Paso el colegio*) tra agosto 2011 e dicembre 2012 si è concluso favorevolmente in appello in data 26 marzo 2025 con la conferma della sentenza di primo grado, che era del pari favorevole. In relazione alle "*acciones populares*" (*class action*), nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Nell'ambito di tale azione è pendente il procedimento di appello promosso da Enel Colombia dinanzi al Consiglio di Stato avverso la sentenza di primo grado ad essa parzialmente sfavorevole. Un'ulteriore "*acción popular*" è stata inoltre promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Il 4 marzo 2021 Enel Colombia ha impugnato la decisione di primo grado dinanzi al Consiglio di Stato e il procedimento è attualmente pendente. Si segnala inoltre che in data 9 agosto 2024 il Consiglio di Stato ha confermato la validità della licenza ambientale del progetto El Quimbo, ordinando all'*Autoridad nacional de licencias ambientales* di rideterminare alcune obbligazioni di fare previste nella stessa, che il Consiglio di Stato ha riconosciuto come inattuabili per fatto non imputabile a Enel Colombia.

Procedimento utenti *nivel de tensión uno* - Colombia

In relazione all'*acción de grupo* avviata dal *Centro medico de la Sabana* e altri soggetti nei confronti di Codensa s.a. e.s.p. (oggi Enel Colombia s.a. e.s.p., "Enel Colombia") per il rimborso di quanto asseritamente pagato in eccesso in tariffa dagli attori, in qualità di utenti appartenenti al livello di "Tensione uno" (minore di 1 kV) e proprietari delle infrastrutture, si è conclusa la fase istruttoria e si è in attesa della sentenza. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 95,8 milioni).

Azione di gruppo per l'inondazione dei quartieri Bosa e Kennedy di Bogotà - Colombia

Emgesa s.a. e.s.p. (oggi Enel Colombia s.a. e.s.p., "Enel Colombia") è stata citata in giudizio mediante un'azione di gruppo promossa dagli abitanti dei quartieri Bosa e Kennedy di Bogotá al fine di ottenere il risarcimento per le inondazioni verificatesi nel 2010 e 2011 a causa dello straripamento del fiume Bogotá. Il giudizio si trova in fase istruttoria. Il valore complessivo della domanda ammonta a circa 2,2 miliardi di pesos colombiani (circa 518 milioni).

Rimborso anni 1998-2004 servizio di illuminazione pubblica – Colombia

All'esito di un contenzioso tra l'Autorità dei servizi pubblici colombiana ("Uaesp") e Codensa s.a. e.s.p. (oggi Enel Colombia s.a. e.s.p., "Enel Colombia") per rimborsi da sovrafatturazione conclusosi nel 2011 in senso sfavorevole per quest'ultima, la Uaesp ha iniziato un procedimento di riscossione coattiva per il recupero del credito vantato verso Enel Colombia. Il provvedimento amministrativo di riscossione è stato impugnato in via giudiziale e il procedimento è attualmente pendente.

Con ulteriore provvedimento amministrativo dello scorso 19 aprile 2024, la Uaesp ha dato nuovo impulso alla procedura di riscossione, aggiornando la quantificazione del credito in circa 82,2 milioni, comprensivi di attualizzazione e interessi di mora. Il 10 luglio 2024, Enel Colombia ha impugnato tale provvedimento dinanzi alla medesima Uaesp, la quale in data 4 settembre 2024 ha parzialmente accolto tale impugnazione rideterminando il suo credito in circa 74,3 milioni. Dopo che Enel Colombia ha impugnato in via giudiziale quest'ultimo provvedimento, chiedendo la sospensione del procedimento di riscossione e una revisione della liquidazione del credito oggetto di riscossione, l'11 aprile 2025, la Uaesp ha emesso una nuova risoluzione con la quale ha ridotto il credito oggetto di riscossione in circa 58 milioni. Successivamente, il 29 aprile

2025, la Uaesp ha approvato la proposta di pagamento rateale di Enel Colombia per l'importo totale del credito, accettando un pagamento iniziale del 30 per cento dello stesso. L'impugnazione di Enel Colombia in relazione al calcolo degli interessi è stata respinta dalla Uaesp in data 14 luglio 2025. Enel Colombia sta intraprendendo ulteriori azioni legali per contestare questa decisione.

Arbitrato Kino – Messico

In relazione all'arbitrato instaurato da Parque Solar Don José s.a. de c.v., Villanueva Solar s.a. de c.v. e Parque Solar Villanueva Tres s.a. de c.v. (insieme, le "Società di progetto") contro Kino Contractor s.a. de c.v. ("Kino Contractor"), Kino Facilities Manager s.a. de c.v. (ora Enel Services Mexico s.a. de c.v. e, insieme a Kino Contractor, le "Società convenute") ed Enel, come garante, in data 4 agosto 2023 è stato notificato il lodo con il quale il Tribunale arbitrale ha dichiarato di non avere giurisdizione nei confronti di Enel e, in parziale accoglimento delle domande delle Società di progetto, ha condannato le Società convenute al pagamento di penali contrattuali per un importo complessivo pari a circa 77 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi al tasso del 6 per cento annuo a partire da agosto/novembre 2020 al saldo. In data 4 settembre 2023, le Società convenute hanno depositato istanza di correzione del lodo, che è stata parzialmente accolta e, in data 13 dicembre 2023, dette società hanno proposto impugnazione per nullità del lodo dinanzi alle Corti messicane. Successivamente, le Società di progetto hanno richiesto, nel medesimo procedimento, il riconoscimento e l'esecuzione del lodo. Il procedimento è pendente. Il 27 giugno 2025 è stata rigettata la richiesta cautelare di sequestro dei conti bancari di Enel Services Mexico s.a. de c.v. e Kino Contractor presentata dalla controparte.

Infine, con atto di citazione notificato il 22 dicembre 2023, le Società di progetto hanno citato Enel, nella sua qualità di garante delle obbligazioni di Kino Contractor, dinanzi alla Corte suprema dello Stato di New York per richiedere alla stessa il pagamento di quanto dovuto da Kino Contractor ai sensi del lodo. Tale giudizio si è concluso con decisione favorevole del 3 dicembre 2024, che ha accolto integralmente le difese di Enel. Le Società di progetto hanno proposto appello avverso la sentenza ed Enel ha depositato istanza di appello incidentale condizionato. Il procedimento di appello è pendente.

Allianz – Nord America

Il 18 maggio 2022 High Lonesome Wind Power, Llc. ("HiLo") è stata convenuta in giudizio dinanzi alla *Superior court* di New York da parte di Allianz Risk Transfer Ltd, per un ammontare di circa 203 milioni di dollari statunitensi, in merito all'asserito debito maturato a partire da febbraio 2021 da HiLo in relazione a un contratto di *proxy revenue swap*. La domanda è contestata nella sua interezza. Il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla *Southern District Court* di New York che nel corso del 2024 ha stabilito la trattazione in arbitrato delle domande soggette alla giurisdizione arbitrale ai sensi del *proxy revenue swap*, prevedendo la prosecuzione del giudizio per le restanti domande.

Osage Wind – Nord America

Nell'ambito di un procedimento introdotto dagli Stati Uniti d'America (in qualità di *trustee* della *Osage Nation*) e dall'*Osage mineral council* contro Egpna, Enel Kansas Llc. e Osage Wind Llc., avente ad oggetto la necessità per le società convenute di richiedere una preventiva autorizzazione per effettuare i lavori di scavo connessi alla costruzione dell'impianto eolico Osage Wind (costituito da 84 turbine eoliche per una capacità totale di 150 MW), il 18 dicembre 2024 il Tribunale distrettuale federale del Nord Oklahoma ha emesso sentenza di primo grado con la quale ha confermato la rimozione dell'impianto prevista nel provvedimento del 20 dicembre 2023, assegnando a tal fine termine al 1° dicembre 2025, e ha condannato le società a pagare un risarcimento del danno limitatamente a un importo di circa 300.000 dollari statunitensi e le spese legali. Tale decisione è stata appellata dalle società convenute e dagli Stati Uniti d'America, e contestualmente è stata presentata dalle medesime società istanza di sospensione dell'efficacia esecutiva della sentenza davanti al giudice che ha emesso la stessa, che è stata accolta il 3 marzo 2025. Il procedimento d'appello è in corso. Il 18 dicembre 2024, con sentenza del Tribunale distrettuale federale del Nord Oklahoma, è stata confermata la rimozione dell'impianto prevista nel provvedimento precedente (assegnando a tal fine termine al 1° dicembre 2025), condannando le società a pagare un risarcimento del danno per circa 300.000 dollari statunitensi oltre le spese legali. Tale decisione è stata appellata dalle società convenute e dagli Stati Uniti d'America e contestualmente è stata presentata dalle medesime società istanza di sospensione dell'efficacia esecutiva della sentenza, accolta il 3 marzo 2025. Il procedimento d'appello è in corso.

Gastalsa – Perù

Nel mese di febbraio 2022 Enel Generación Piura s.a. ("Egpiura") è venuta a conoscenza di una misura cautelare emessa dal *Juzgado civil de Talara de la Corte superior de justicia de Sullana* in favore di Empresa de Gas de Talara s.a. ("Gastalsa") che ordinava ad alcune autorità pubbliche, nello specifico alla *Dirección general de hidrocarburos del ministerio de energía y minas*, all'*Organismo superior de la inversión en energía y minería* e al Ministero dell'energia: (i) di ripristinare la concessione di gas naturale del distretto di Parinas in favore di Gastalsa, e (ii) di procedere alla valorizzazione e al trasferimento dei gasdotti di proprietà di Egpiura (che forniscono gas naturale alla centrale termica Malacas) in favore di Gastalsa. Tale misura cautelare conseguiva alla decisione emessa dal Tribunale di Talara di parziale accoglimento di una domanda presentata da Gastalsa che chiedeva la revoca del provvedimento che annullava la concessione in suo favore e di conseguenza il trasferimento alla stessa del gasdotto attualmente di proprietà di Egpiura.

Nel 2022 la predetta misura cautelare veniva integralmente revocata. Nel frattempo, il contenzioso è proseguito in diversi gradi di giudizio e in diverse sedi giurisdizionali; attualmente pende nuovamente in primo grado. Si resta in attesa della pronuncia della sentenza.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

Con riferimento ai diversi procedimenti in cui è coinvolta la società Slovenské elektrárne a.s. ("Slovenské elektrárne") dinanzi alle corti nazionali slovacche in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabcíkovo, si rileva che, a seguito della sottoscrizione del contratto di vendita fra Enel Produzione e la società EP Slovakia b.v. (controllata da Energetický a průmyslový holding, "Eph") per la cessione al gruppo del rimanente 50 per cento del capitale in Slovak Power Holding b.v. (società direttamente controllante Slovenské elektrárne, "Sph"), è venuto meno qualsiasi ulteriore impegno finanziario ancora esistente in capo al Gruppo Enel nei confronti di Sph e di Slovenské elektrárne, fra cui l'indennizzo in forza del quale Enel Produzione avrebbe sopportato, in quota parte, le eventuali passività derivanti dai contenziosi relativi alla centrale di Gabčíkovo.

7. LE *PERFORMANCE* FINANZIARIE E NON FINANZIARIE DEL GRUPPO

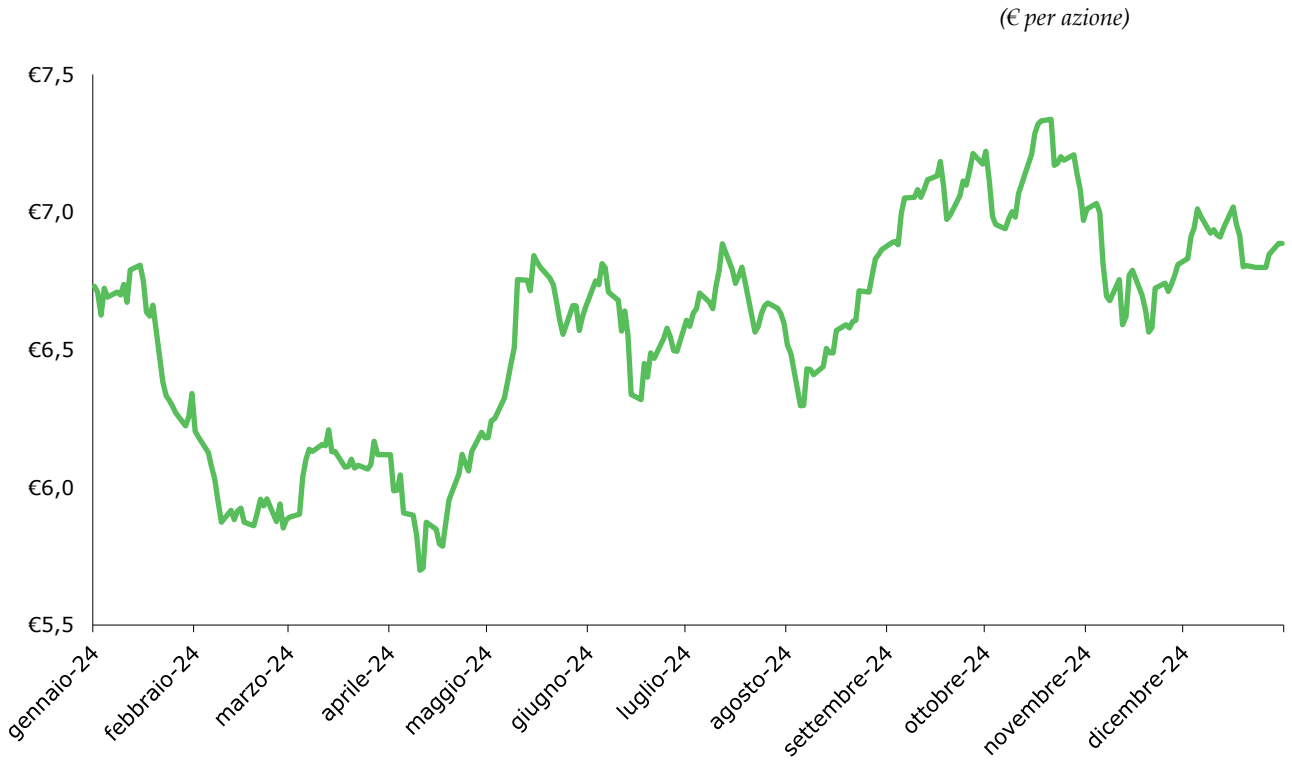
7.1 Elementi di contesto: l'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle *utilities*

I principali indici azionari europei – dopo un 2023 caratterizzato da un generale andamento positivo – hanno chiuso il 2024 in rialzo: Ftse-Mib +12,6 per cento, Ibex35 +14,8 per cento, Dax +18,8 per cento. Fa eccezione il Cac40 (- 2,2 per cento). Il settore delle *utility* dell'area euro (*Euro Stoxx Utilities*) ha chiuso l'esercizio con un calo del 3,1 per cento.

7.2 L'andamento del titolo Enel

Per quanto riguarda il titolo Enel, il 2024 si è concluso con una quotazione di euro 6,89 per azione, in lieve rialzo rispetto all'anno precedente (+2,3 per cento), in controtendenza rispetto all'indice settoriale europeo.

Grafico 1 - Andamento del titolo Enel nel 2024



Fonte: Bloomberg

7.3 Andamento del *rating* del Gruppo Enel

A giugno 2024, Moody's ha migliorato l'*outlook* di Enel, portandolo da "negativo" a "stabile", come conseguenza della solida *performance* finanziaria del 2023 e del primo trimestre 2024 che, in linea con gli obiettivi del piano strategico, evidenzia l'atteso progressivo rafforzamento del profilo finanziario di Enel. Tale risultato riflette, inoltre, il positivo avanzamento del programma di dismissioni entro il 2024, nonché un miglioramento del profilo di rischio del *business* lungo l'arco di Piano.

Si riporta nella seguente tabella l'andamento delle valutazioni espresse dalle principali agenzie di *rating* con riguardo al merito creditizio del Gruppo Enel.

Tabella 28 - Andamento del *rating* del Gruppo Enel

STANDARD & POOR'S	
Data	***Rating* a lungo termine**
15 marzo 2000	AA-
31 ottobre 2000	A+
7 giugno 2007	A
14 dicembre 2007	A-
8 marzo 2012	BBB+
11 luglio 2013	BBB
6 dicembre 2017	BBB+
5 dicembre 2023	**BBB**
Rating attuale	**BBB (*outlook* stabile)**
MOODY'S	
Data	***Rating* a lungo termine**
15 marzo 2000	Aa3
23 aprile 2002	A1
23 giugno 2005	Aa3
6 giugno 2007	A1
7 gennaio 2008	A2
5 ottobre 2011	A3
16 maggio 2012	Baa1
5 novembre 2012	Baa2
14 gennaio 2021	Baa1
Rating attuale	**Baa1 (*outlook* stabile)**
FITCH	
Data	***Rating* a lungo termine**
17 ottobre 2001	AA-
28 febbraio 2003	A+
11 giugno 2007	A
10 ottobre 2007	A-
2 agosto 2012	BBB+
11 febbraio 2019	A-
04 febbraio 2022	BBB+
Rating attuale	**BBB+ (*outlook* stabile)**

Fonte: Bloomberg

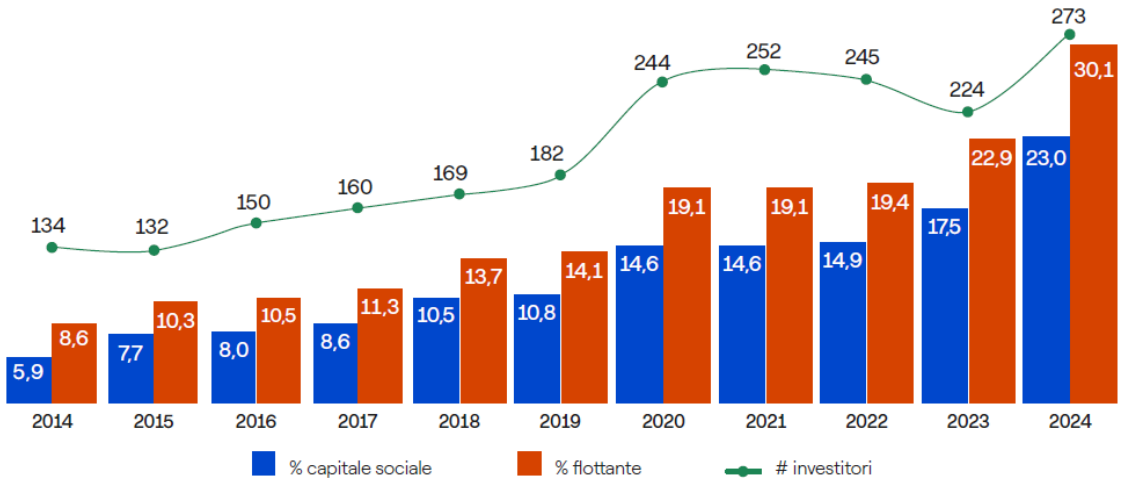
7.4 Gli investitori socialmente responsabili nel capitale sociale di Enel

L'integrazione di tematiche di sostenibilità nei fondi di investimento gestiti da investitori istituzionali ha principalmente l'obiettivo di minimizzare il rischio finanziario e garantire rendimenti più elevati.[45]

Con riferimento al Gruppo Enel, in termini assoluti, a fine 2024 sono 273 (224 a fine 2023) gli investitori con fondi di investimento che prendono in considerazione, oltre alla *performance* finanziaria del Gruppo, le pratiche ambientali, sociali e di *governance* che Enel sta integrando nella sua strategia di *business* e in tutte le attività lungo l'intera catena del valore. Inoltre, sempre a fine 2024, il 43,2 per cento del capitale di Enel è detenuto da investitori firmatari dei *Principles for responsible investment* ("Un Pri") delle Nazioni unite (*vs* 42,8 per cento a fine 2023).

Dal 2015 i fondi Esg hanno più che raddoppiato il loro peso nel capitale sociale[46] di Enel, attestandosi, a fine 2024, al 23,0 per cento, dato in netta crescita rispetto al 17,5 per cento a fine 2023. In aumento anche il loro peso sul totale degli investitori istituzionali, che ha raggiunto a fine 2024 il 39,2 per cento, contro il 29,8 per cento dell'anno precedente.

Grafico 2 – Partecipazione degli investitori socialmente responsabili (Sri) al capitale di Enel nel periodo 2015-2024



[45] Gli Investitori socialmente responsabili ("Sri") sono stati identificati da un *provider* esterno sulla base di: (i) una valutazione della loro *responsible policy*, (ii) *active ownership*, voto e politica di *engagement* e se (iii) l'integrazione dei criteri ambientali, sociali e di governance (Esg) è stata introdotta nei processi decisionali di investimento).

[46] Al 31 dicembre 2024 il capitale sociale di Enel, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di euro 1 ciascuna ed è invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2023.

7.5 Andamento del *rating* di sostenibilità

Gli analisti e le agenzie di *rating* Esg monitorano continuamente, con diverse metodologie, la *performance* di Enel in termini di sostenibilità, in relazione ad aspetti ambientali, sociali e di *governance*. I *rating* Esg sono anche strumenti strategici per gli investitori (attivi e passivi), supportandoli nella valutazione di modelli di *business* sostenibili, nell'identificazione di rischi e opportunità legati alla sostenibilità e conseguentemente nello sviluppo di strategie di investimento sostenibili.

Enel è impegnata a gestire e riportate costantemente tutti gli aspetti Esg e considera le valutazioni delle agenzie di *rating* Esg un'importante opportunità per migliorare la propria *performance* in termini di sostenibilità e individuare specifici piani di azione, coinvolgendo le diverse unità e linee di *business* del Gruppo.

Tabella 29 - Principali *rating* Esg al 30 giugno 2025

	Rating	***Ranking***	**Media settore**	**Scala (min | max)**
MSCI	AA (Leadership band)	Top 35% *utility*	BBB	CCC | AAA
Sustainalytics ESG Risk Rating	21,9 (Rischio medio)	20/230 *electric utilities*	32,4	100 | 0
S&P ESG Scores	78	15/274 *electric utilities*	37	0 | 100
CDP	A (*climate*) A- (*water*)	-	B B	D- | A
ISS ESG Score	B-	-	C+	C- | A+
FTSE Russell ESG Rating	4,8	-	2,9	0 | 5

8. RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENEL

8.1 Fatti di rilievo del 2024 e intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Oltre agli eventi derivanti dallo scenario complessivo del settore energetico, molteplici attività realizzate in ambito Enel hanno concorso a determinare i risultati dell'esercizio 2024.
Meritano di essere segnalate, per il loro rilievo, le attività di seguito riportate.

Operazioni finanziarie

In data 16 gennaio 2024 Enel Finance International n.v. ("Efi"), società finanziaria controllata da Enel, ha lanciato sul mercato Eurobond un *sustainability-linked bond* in due *tranche* rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,75 miliardi. L'emissione, garantita da Enel, prevede l'utilizzo di *key performance indicator* ("Kpi") di sostenibilità per ciascuna *tranche*, illustrati all'interno del "*sustainability-linked financing framework*" aggiornato a gennaio 2024.
In data 20 febbraio 2024 Enel ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile, subordinato, ibrido perpetuo con denominazione in euro, destinato a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 900 milioni. L'operazione ha rifinanziato il prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni.
equity-accounted con prima *call date* a febbraio 2025 e cedola del 3,500 per cento. Il prestito obbligazionario, strutturato in una singola *tranche* da 900 milioni, è senza scadenza fissa ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società. Una cedola fissa annuale del 4,750 per cento verrà corrisposta fino alla prima *reset date* (esclusa) del 27 maggio 2029, che corrisponde all'ultimo giorno per la prima *optional redemption*.
In data 19 giugno 2024 Efi ha lanciato un *sustainability-linked bond* multi-*tranche* rivolto agli investitori istituzionali nel mercato statunitense e in quelli internazionali per un importo complessivo di 2 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 1,9 miliardi di euro. L'emissione, garantita da Enel, è legata al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel legato alla riduzione dell'intensità delle emissioni di *Ges Scope 1* relative alla produzione di energia elettrica, contribuendo all'obiettivo di sviluppo sostenibile 13 delle Nazioni unite ("Lotta contro il cambiamento climatico") ed è in linea con il "*sustainability-linked financing framework*" del Gruppo Enel.

Tra le molteplici attività poste in essere successivamente alla chiusura dell'esercizio 2024, si segnala che: (i) in data 7 gennaio 2025, Enel. ha lanciato con successo sul mercato europeo nuovi prestiti obbligazionari non convertibili, subordinati, ibridi perpetui, denominati in euro e destinati a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 2 miliardi di euro, (ii) in data 17 febbraio 2025 Efi ha lanciato sul mercato Eurobond un *sustainability-linked bond* rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 2 miliardi di euro e (iii) in data 19 febbraio 2025 Enel e la sua controllata Efi hanno sottoscritto una linea di credito *committed revolving sustainability-linked* per un ammontare di 12 miliardi di euro e una durata di cinque anni.

8.2 Il bilancio d'esercizio

Il bilancio di esercizio 2024 di Enel, approvato dall'Assemblea ordinaria dei soci il 22 maggio 2025, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*International accounting standards - Ias* e *International financial reporting standards – Ifrs*) emanati dall'*International accounting standards board,* alle interpretazioni emesse dall'Ifric[47] e dal Sic[48] al Regolamento (CE) del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002, n. 1606, nonché ai provvedimenti attuativi dell'art. 9 del decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e risulta corredato dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5, del Tuf e dell'art. 81-*ter* del regolamento Consob 14 maggio 1999, n. 11971.

Il bilancio, composto dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, è stato sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione, che ha rilasciato la prescritta certificazione con relazione in data 15 aprile 2025; è stato altresì esaminato dal Collegio sindacale, che ha rassegnato, senza osservazioni, la relazione di sua competenza, redatta ai sensi dell'art. 153 del Tuf e in osservanza alla Comunicazione Consob n. DEM/1025564 del 6 aprile 2001.

[47] *International financial reporting interpretations committee.*

[48] *Standing interpretations committee.*

8.2.1 La gestione economica

I risultati della gestione economica, posti a raffronto con quelli dell'esercizio precedente, sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 30 - Sintesi della gestione economica – Enel s.p.a.

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var.%*
Ricavi	121	163	-25,8
Costi	337	384	-12,2
Margine operativo lordo	**(216)**	**(221)**	**2,3**
Ammortamenti e *impairment*	3.585	719	398,6
Risultato operativo	**(3.801)**	**(940)**	**-304,4**
Proventi da partecipazioni	6.563	4.269	53,7
Proventi finanziari	1.098	1.388	-20,9
Oneri finanziari	1.406	1.821	-22,8
Risultato prima delle imposte	**2.454**	**2.896**	**-15,3**
Imposte	(144)	(136)	-5,9
Utile netto dell'esercizio	**2.598**	**3.032**	**-14,3**

Fonte: Enel – dati riclassificati

L'*utile netto dell'esercizio*, pari a 2.598 milioni, è in diminuzione di 434 milioni rispetto all'esercizio precedente. Tale risultato è da ricondurre essenzialmente alle maggiori rettifiche di valore delle partecipazioni, in parte compensate dall'incremento dei proventi da partecipazioni.[49]

Le *imposte* sul reddito dell'esercizio, positive per 144 milioni, sono dovute principalmente alla riduzione della base imponibile Ires rispetto al risultato civilistico *ante* imposte, in seguito all'esclusione del 95 per cento dei dividendi percepiti dalle società controllate e alla deducibilità degli interessi passivi di Enel in capo al consolidato fiscale di Gruppo, come previsto dalle disposizioni in materia di Ires (art. 96 del Tuir).

8.2.2 La gestione patrimoniale

La gestione patrimoniale è sintetizzata nella tabella che segue.

[49] Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo 8.4.

Tabella 31 – Sintesi della gestione patrimoniale – Enel s.p.a.

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var.%*
Attività immobilizzate nette	58.214	60.757	-4,2
Capitale circolante netto	(2.194)	(2.673)	17,9
Capitale investito lordo	***56.020***	***58.084***	***-3,6***
Fondi diversi	(63)	(88)	28,4
Capitale investito netto	***55.957***	***57.996***	***-3,5***
Patrimonio netto	**36.386**	**37.883**	**-4,0**
Indebitamento finanziario netto	**19.571**	**20.113**	**-2,7**
TOTALE	**55.957**	**57.996**	**-3,5**

Fonte: Enel – dati riclassificati

Le attività immobilizzate nette ammontano a 58.214 milioni e presentano una variazione in diminuzione di 2.543 milioni. Tale andamento è riferito principalmente:

- per 2.439 milioni alla diminuzione del valore delle partecipazioni detenute in imprese controllate;[50]
- per 53 milioni alla movimentazione delle attività materiali e immateriali, derivante dal saldo netto negativo tra gli ammortamenti e gli investimenti dell'esercizio;
- per 51 milioni all'incremento della voce "Altre attività/(passività) non correnti nette" per effetto principalmente della diminuzione del valore dei contratti derivati attivi non correnti (82 milioni) e dei contratti derivati passivi non correnti (39 milioni), della riduzione delle altre attività non correnti (5 milioni) e delle altre attività finanziarie non correnti (6 milioni).

Il capitale circolante netto risulta negativo per 2.194 milioni e registra una variazione positiva di 479 milioni rispetto al 31 dicembre 2023. La variazione è riferibile:

- per 446 milioni al saldo negativo della voce "Altre attività/(passività) correnti nette",
- per 30 milioni all'incremento dei crediti commerciali, di cui 29 milioni verso le società del Gruppo;

[50] Le operazioni che hanno determinato tale variazione sono le seguenti: l'adeguamento di valore della partecipazione detenuta nella società Efi per 862 milioni, come risultato del *test* di *impairment* effettuato a seguito della distribuzione parziale di riserve di capitale disponibili per un importo complessivo di 4.300 milioni a favore dei propri soci, Enel ed Enel Holding Finance, proporzionalmente alle quote detenute; l'adeguamento di valore della partecipazione detenuta nella società interamente controllata Enel Holding Finance per 2.587 milioni, come risultato del *test* di *impairment* effettuato a seguito della distribuzione parziale di riserve di capitale disponibili a favore di Enel per un importo pari 3.225 milioni; l'adeguamento di valore della partecipazione detenuta nella società controllata Enel Reinsurance per 47 milioni; il versamento in conto capitale, in data 12 dicembre 2024, a favore della società controllata Enel North America Inc. di 1.050 milioni (controvalore di 1.100 milioni di dollari statunitensi) al fine di ottimizzare la struttura finanziaria della società massimizzando l'impatto positivo delle operazioni di *liability management*.

- per 3 milioni alla riduzione dei debiti commerciali.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2024, pari a 55.957 milioni, è finanziato dal patrimonio netto per 36.386 milioni e dall'indebitamento finanziario netto per 19.571 milioni.

La riduzione del patrimonio netto rispetto al precedente esercizio (1.497 milioni) è riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio (2.536 milioni); alla distribuzione del saldo dividendo dell'esercizio 2023 (complessivamente pari a 2.186 milioni) e dell'acconto sul dividendo (complessivamente pari a 2.186 milioni); alla variazione netta dei prestiti obbligazionari ibridi perpetui per 592 milioni; all'erogazione a favore dei detentori di obbligazioni ibride perpetue di *coupon* per un valore complessivo pari a 246 milioni. L'indebitamento finanziario netto a fine esercizio, in diminuzione di 542 milioni rispetto all'esercizio precedente, registra un'incidenza sul patrimonio netto pari al 53,78 per cento (53,09 per cento a fine 2023).

8.2.3 La gestione finanziaria

I risultati sintetici relativi ai flussi della gestione finanziaria sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 32 – Sintesi della gestione finanziaria – Enel s.p.a.

(milioni di euro)

	2024	**2023**	***Var. ass.***
Disponibilità liquide iniziali	1.122	4.868	(3.746)
Liquidità generata da gestione corrente (*cash flow* operativo)	5.690	4.277	1.413
Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	(1.085)	(1.007)	(78)
Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	(3.606)	(7.016)	3.410
Disponibilità liquide finali	**2.121**	**1.122**	**999**

Fonte: Enel

I fabbisogni generati dalle attività di finanziamento e dalle attività di investimento sono stati fronteggiati sia dall'apporto del *cash flow* generato dall'attività operativa, positivo per 5.690 milioni, sia dall'utilizzo delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2024 si attestano a 2.121 milioni (1.122 milioni al 1° gennaio 2024).

In particolare, il *cash flow* da attività operativa è positivo per 5.690 milioni, in incremento di 1.413 milioni rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente a seguito dei maggiori dividendi incassati dalle società controllate e del minor fabbisogno connesso alla variazione del

capitale circolante netto, in parte compensati dai maggiori versamenti relativi al saldo e agli acconti Ires per le società del Gruppo rientranti nel consolidato fiscale nazionale.

Il *cash flow* da attività di investimento ha assorbito liquidità per 1.085 milioni, per effetto essenzialmente del versamento in conto capitale a favore della società controllata Enel North America Inc. (1.050 milioni).

Il *cash flow* da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per 3.606 milioni. Tale risultato risente principalmente del pagamento dei dividendi agli azionisti (4.367 milioni), del rimborso di finanziamenti a lungo termine (1.180 milioni) e di una linea di credito *revolving* con Efi (4.500 milioni), oltre al pagamento di *coupon* ai detentori di obbligazioni ibride perpetue (246 milioni), in parte compensati dall'incremento netto delle obbligazioni ibride perpetue (592 milioni), dall'utilizzo di una nuova linea di credito sottoscritta con Efi (3.000 milioni) e dalla variazione netta positiva dei debiti finanziari a lungo e breve termine (3.119 milioni).

Tabella 33 – Indebitamento finanziario netto complessivo

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var. %*
Posizione finanziaria netta a lungo termine	17.342	17.852	-2,9
Posizione finanziaria netta a breve termine	2.229	2.261	-1,4
Indebitamento finanziario netto	**19.571**	**20.113**	**-2,7**

Fonte: Enel

Come già detto, l'indebitamento finanziario netto a fine esercizio è pari a 19.571 milioni e registra una riduzione di 542 milioni rispetto al precedente esercizio, come risultato di un minore indebitamento finanziario netto a lungo termine per 510 milioni e a breve termine per 32 milioni.

8.3 Lo stato patrimoniale

Con riguardo allo stato patrimoniale, meritano di essere segnalate, in particolare, le seguenti evidenze:

- le attività non correnti si riducono di 2.580 milioni rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2023, per effetto della riduzione del valore delle partecipazioni (2.439 milioni), delle attività finanziarie non correnti (88 milioni) e delle attività materiali e immateriali (53 milioni);
- le attività correnti rilevano una variazione negativa di 3.265 milioni rispetto al 31 dicembre

2023, per effetto della diminuzione delle attività finanziarie correnti (3.774 milioni), delle altre attività correnti (400 milioni), compensato dall'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (999 milioni);

- le passività non correnti presentano, rispetto all'esercizio precedente, una variazione in diminuzione di 577 milioni da ricondurre, essenzialmente, alla riduzione dei finanziamenti a lungo termine (510 milioni), delle passività finanziarie non correnti (39 milioni) e delle passività per imposte differite (10 milioni);
- le passività correnti si riducono di 3.771 milioni, principalmente per effetto della diminuzione dei finanziamenti a breve termine (2.222 milioni), delle altre passività correnti (887 milioni) e della quota corrente dei finanziamenti a lungo termine (612 milioni);
- il patrimonio netto registra una riduzione del 4 per cento rispetto all'esercizio 2023, attestandosi a 36.386 milioni.

La seguente tabella espone le risultanze dello stato patrimoniale di Enel al 31 dicembre.

Tabella 34 – Stato patrimoniale – Enel s.p.a.

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. ass.
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali	11	9	2
Attività immateriali	76	131	(55)
Attività per imposte anticipate	111	106	5
Partecipazioni	58.478	60.917	(2.439)
Attività finanziarie non correnti	183	271	(88)
Altre attività non correnti	68	73	(5)
Totale Attività non correnti	***58.927***	***61.507***	(2.580)
Attività correnti			
Crediti commerciali	197	167	30
Crediti per imposte sul reddito	189	309	(120)
Attività finanziarie correnti	2.785	6.559	(3.774)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.121	1.122	999
Altre attività correnti	1.181	1.581	(400)
Totale Attività correnti	***6.473***	***9.738***	(3.265)
TOTALE ATTIVITÀ	**65.400**	**71.245**	(5.845)
Variazione %	*-8,2%*		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto			
Capitale sociale	10.167	10.167	-
Riserva azioni proprie	(78)	(59)	(19)
Strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue	7.145	6.553	592
Altre riserve	11.745	11.784	(39)
Utili e perdite accumulate	6.995	8.592	(1.597)
Risultato netto d'esercizio (1)	412	846	(434)
Totale patrimonio netto	***36.386***	***37.883***	(1.497)
Variazione %	*-4,0%*		
Passività non correnti			-
Finanziamenti a lungo termine	17.345	17.855	(510)
Tfr e altri benefici ai dipendenti	112	121	(9)
Fondo rischi e oneri	15	21	(6)
Passività per imposte differite	33	43	(10)
Passività finanziarie non correnti	581	620	(39)
Altre passività non correnti	17	20	(3)
Totale Passività non correnti	**18.103**	**18.680**	(577)
Passività correnti			-
Finanziamenti a breve termine	6.410	8.632	(2.222)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	567	1.179	(612)
Fondo rischi e oneri	14	9	5
Debiti commerciali	132	135	(3)
Passività finanziarie correnti	280	332	(52)
Altre passività correnti	3.508	4.395	(887)
Totale Passività correnti	***10.911***	***14.682***	(3.771)
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**65.400**	**71.245**	(5.845)
Variazione %	*-8,2%*		

(1) Per l'esercizio 2024 al netto dell'acconto sul dividendo, pari a 2.186 milioni.

Fonte: Enel

Si forniscono, nelle tabelle di seguito esposte, alcune informazioni di maggior dettaglio sulle poste più rilevanti.

8.3.1 Attività

Tabella 35 – Partecipazioni

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var.%*
Imprese controllate	58.446	60.886	*-4,0*
Imprese a controllo congiunto	-	-	*0,0*
Imprese collegate	23	23	*0,0*
Altre imprese	9	8	*12,5*
Totale	**58.478**	**60.917**	*-4,0*

Fonte: Enel

Nel corso dell'esercizio 2024 il valore delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e in altre imprese ha registrato una riduzione di 2.439 milioni.

Le principali movimentazioni che hanno riguardato le partecipazioni sono di seguito illustrate:

- dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta nella società Efi per 862 milioni, come risultato del *test* di *impairment* effettuato a seguito della distribuzione parziale di riserve di capitale disponibili per un importo complessivo di 4.300 milioni a favore dei propri soci, Enel ed Enel Holding Finance s.r.l. ("Enel Holding Finance"), proporzionalmente alle quote detenute;
- dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta nella società interamente controllata Enel Holding Finance per 2.587 milioni, come risultato del *test* di *impairment* effettuato a seguito della distribuzione parziale di riserve di capitale disponibili a favore di Enel per un importo pari a 3.225 milioni;
- dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta nella società controllata Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione s.p.a. ("Enel Reinsurance") per 47 milioni, per tenere conto della situazione economico-patrimoniale della società;
- del versamento in conto capitale, in data 12 dicembre 2024, a favore della società controllata Enel North America Inc., di 1.050 milioni di euro (controvalore di 1.100 milioni di dollari statunitensi) al fine di ottimizzare la struttura finanziaria della società massimizzando l'impatto positivo delle operazioni di *liability management*;

- dell'incremento della valutazione al *fair value* della partecipazione detenuta in Empresa Propietaria de la Red s.a. per un importo di 1 milione.

Inoltre, secondo quanto previsto dall'Ifrs 2, il valore delle partecipazioni nelle società controllate coinvolte nel Piano di incentivazione di lungo termine è stato incrementato del valore corrispondente al *fair value* della componente azionaria di competenza dell'esercizio in contropartita a specifiche riserve di patrimonio netto, per un valore complessivo di 6 milioni.

Tabella 36 – Attività finanziare non correnti

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var.%*
Contratti derivati	179	261	*-31,4*
Risconti attivi finanziari	1	7	*-85,7*
Altri crediti finanziari	3	3	*0,0*
Totale	**183**	**271**	***-32,5***

Fonte: Enel

Le attività finanziarie non correnti accolgono principalmente il *fair value* dei contratti derivati, stimato alla data di bilancio per un importo pari a 179 milioni, nonché i risconti attivi e i crediti finanziari.

La tabella che segue espone per tipologia e per designazione i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2024, con evidenza del loro valore nozionale e del relativo *fair value*.

Tabella 37 – Contratti derivati

(milioni di euro)

	Nozionale		*Fair value*		
	31.12.2024	**31.12.2023**	**31.12.2024**	**31.12.2023**	**Var. ass.**
Derivati di Cfh					
tassi di interesse	500	1.000	4	21	(17)
cambi	665	950	47	118	(71)
Totale	**1.165**	**1.950**	**51**	**139**	**(88)**
Derivati al Fvtpl					
tassi di interesse	2.618	2.073	82	85	(3)
cambi	383	281	46	37	9
Totale	**3.001**	**2.354**	**128**	**122**	**6**
TOTALE	**4.166**	**4.304**	**179**	**261**	**(82)**

Fonte: Enel

I contratti derivati di *cash flow hedge* presentano, al 31 dicembre 2024, un valore nozionale di 1.165 milioni e un *fair value* di 51 milioni.

I contratti derivati al *fair value through profit or loss* presentano, al 31 dicembre 2024, un valore nozionale complessivo di 3.001 milioni e un *fair value* di 128 milioni.
I risconti attivi finanziari si riferiscono essenzialmente alle quote residue dei costi di transazione sulle linee di credito *revolving sustainability-linked*. La voce *altri crediti finanziari*, pari a 3 milioni, si riferisce esclusivamente ai prestiti ai dipendenti.

Tabella 38 – Altre attività non correnti

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var.%*
Crediti tributari	12	9	33,33
Crediti verso società controllate per accollo Pia	56	64	*-12,5*
Totale	**68**	**73**	***-6,8***

Fonte: Enel

La voce crediti tributari accoglie il credito residuo, pari a 9 milioni, emerso in seguito alla presentazione delle istanze di rimborso per le maggiori imposte sui redditi versate, per effetto della mancata deduzione parziale dell'Irap nella determinazione del reddito imponibile Ires. La voce comprende inoltre il credito di 3 milioni derivante dal calcolo definitivo della *withholding tax* applicata sui dividendi di Enel Américas s.a. ("Enel Américas") di competenza dell'esercizio 2021.
La voce crediti verso società controllate per accollo Pia si riferisce ai crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle rispettive quote di competenza della Previdenza integrativa aziendale ("Pia"). I termini dell'accordo prevedono che le società del Gruppo accollanti rimborseranno i costi per estinguere l'obbligazione a benefici definiti.
Sulla base delle previsioni attuariali formulate secondo le correnti assunzioni, il piano avrà scadenza entro i prossimi cinque anni.

Tabella 39 – Attività correnti

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var.%*
Crediti commerciali	197	167	*18,0*
Crediti per imposte sul reddito	189	309	*-38,8*
Attività finanziarie correnti	2.785	6.559	*-57,5*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.121	1.122	*89,0*
Altre attività correnti	1.181	1.581	*-25,3*
Totale	**6.473**	**9.738**	***-33,5***

Fonte: Enel

Le attività correnti, esposte nella precedente tabella, diminuiscono complessivamente di 3.265 milioni, rispetto all'esercizio precedente.

In particolare:

- le attività finanziarie correnti, pari a 2.785 milioni (6.559 milioni al 31 dicembre 2023), sono riferibili per 2.168 milioni ai crediti finanziari verso società del Gruppo e per 617 milioni ai crediti finanziari verso terzi;[51]
- i crediti commerciali, pari a 197 milioni, sono rappresentati da crediti per servizi di indirizzo, coordinamento e altre attività verso imprese controllate per 192 milioni e da crediti verso clienti terzi per 5 milioni;
- i crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2024 ammontano a 189 milioni e si riferiscono al credito Ires della Società per la stima delle imposte dell'esercizio 2024 (182 milioni) e al credito per ritenute su interessi attivi (9 milioni), compensati con le posizioni riferite alla *withholding tax* (2 milioni);
- le altre attività correnti, complessivamente pari a 1.181 milioni al 31 dicembre 2024 (1.581 milioni nel precedente esercizio), sono rappresentate essenzialmente da:
  - crediti verso le società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (507 milioni), nonché i crediti per Iva verso le società del Gruppo aderenti al Gruppo Iva Enel (8 milioni);
  - crediti per i dividendi deliberati dalle società controllate Enel Iberia s.r.l.u. (300 milioni), Enel Américas (294 milioni) ed Enel Chile (35 milioni);
  - credito di 8 milioni relativo al rimborso per Ires per le annualità 2011-2014 riconosciuto a Enel a esito di una procedura amichevole (Map), avviata nel 2021 e conclusasi nel corso dell'esercizio 2022 con un accordo intervenuto tra le amministrazioni finanziarie italiana e spagnola.

8.3.2 Patrimonio netto e passività

Con riferimento alle voci del passivo, esposte nella tabella sullo stato patrimoniale (paragrafo

[51] La riduzione dei *crediti finanziari verso società del Gruppo* è attribuibile ai minori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (3.773 milioni). L'incremento dei *crediti finanziari verso terzi* è attribuibile sostanzialmente al valore dei contratti derivati attivi correnti (84 milioni), compensato in parte dalla riduzione dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (21 milioni).

8.3), si evidenzia quanto segue.

Il patrimonio netto – come già più volte osservato – presenta una diminuzione di 1.497 milioni (4 per cento) rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2023.

In particolare:

- il capitale sociale di Enel, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

  Al 31 dicembre 2024, in base alle risultanze del libro dei soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla Consob e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del Tuf, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3 per cento del capitale della Società risultavano il Mef (con il 23,585 per cento del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023 per cento del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio);
- il valore della riserva negativa per azioni proprie in portafoglio è pari a 78 milioni. Le azioni proprie sono rappresentate da 12.079.670 azioni ordinarie di Enel del valore nominale di 1 euro (n. 9.262.330 al 31 dicembre 2023).

  In data 25 luglio 2024 il Consiglio di amministrazione della Società, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un numero di azioni pari a 2,9 milioni, equivalenti a circa lo 0,029 per cento del capitale sociale di Enel.

  Il programma, avviato in data 16 settembre 2024 e conclusosi l'8 novembre 2024, è al servizio del piano di incentivazione di lungo termine per il 2024 destinato al *management* di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile (Piano Lti 2024), anch'esso approvato dall'assemblea del 23 maggio 2024.

  Nel corso dell'esercizio 2024 sono state acquistate 2.900.000 azioni Enel al prezzo medio ponderato per il volume di 7,0210 euro per azione, per un controvalore totale di circa 20 milioni. Inoltre, sono state erogate 905.436 azioni, a seguito della consuntivazione degli obiettivi di *performance*, ai destinatari dei Piani Lti 2020 e 2021, per un valore complessivo di 7 milioni.

  Tenuto conto di quanto sopra e considerando le azioni proprie già in portafoglio, al 31 dicembre 2024 Enel detiene complessivamente 12.079.670 azioni proprie, pari allo 0,1188 per cento circa del capitale sociale, al servizio dei piani di incentivazione di lungo termine per gli

anni 2021, 2022, 2023 e 2024. Come previsto dall'art. 2357 *ter* comma 2 del codice civile, le azioni proprie non concorrono alla distribuzione del dividendo;

- la voce strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue, pari a 7.145 milioni, si riferisce ai prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui denominati in euro destinati a investitori istituzionali. Le obbligazioni ibride perpetue si incrementano per 592 milioni, in virtù di una nuova emissione effettuata a febbraio 2024 per 889 milioni, contabilizzati al netto dei costi di transazione, in parte compensata dal rimborso della quota residua di un prestito obbligazionario ibrido avvenuto nel mese di gennaio 2024 per un importo di 297 milioni. Al riguardo si precisa che, in data 20 febbraio, la Società ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile, subordinato, ibrido perpetuo con denominazione in euro, destinato a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 900 milioni.

  L'operazione è effettuata in esecuzione della delibera del 18 dicembre 2023 del Consiglio di amministrazione della Società, il quale ha dato mandato all'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2024, di uno o più prestiti obbligazionari non convertibili, sotto forma di titoli subordinati ibridi. Il prestito obbligazionario, strutturato in una singola *tranche* da 900 milion, è non convertibile subordinato ibrido perpetuo, senza scadenza fissa ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società, come specificato nei relativi termini e condizioni. I titoli saranno quotati sul mercato regolamentato della borsa irlandese (Euronext Dublin). Nel corso del periodo considerato la Società ha pagato ai detentori di obbligazioni ibride perpetue *coupon* per un valore complessivo di 246 milioni;
- la riserva sovrapprezzo azioni al 31 dicembre 2024, pari a 7.496 milioni, risulta invariata rispetto all'esercizio precedente;
- la riserva legale, pari a 2.034 milioni (corrispondente al 20 per cento del capitale sociale), non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio;
- utili e perdite accumulati, pari a 6.995 milioni, presentano una variazione in diminuzione di 1.597 milioni per effetto:
  - della destinazione dell'utile dell'esercizio 2023, in esecuzione di quanto deliberato dall'assemblea degli azionisti del 23 maggio 2023, che ha previsto la distribuzione in favore degli azionisti, a titolo di saldo del dividendo, di un importo pari a 1.525 milioni e la destinazione a tale riserva della parte residua dell'utile dell'esercizio per un valore

complessivo di 5 milioni, comprensivo della quota di saldo del dividendo non distribuito a fronte delle azioni proprie che sono risultate in portafoglio alla "*record date*" del 23 luglio 2024;

- della destinazione dell'utile dell'esercizio 2023, in esecuzione di quanto deliberato dall'assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024, che ha previsto la copertura degli importi pagati nel corso del 2023 a titolo di "*coupon*" ai possessori dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi con durata c.d. "perpetua", per un importo complessivo pari a 182 milioni;
- dell'erogazione, a favore dei detentori di obbligazioni ibride perpetue, di *coupon* per un valore complessivo pari a 246 milioni;
- del rilascio parziale della riserva indisponibile a seguito dell'erogazione delle azioni proprie ai destinatari del Piano Lti 2020 e del Piano Lti 2021 per 7 milioni;
- dell'imputazione a specifica riserva indisponibile, a fronte degli acquisti di azioni proprie effettuati a servizio del Piano Lti 2024 e a conclusione del Piano Lti 2023, per complessivi 21 milioni;
- della rinuncia dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2024 spettante alle azioni proprie in portafoglio alla *record date* del 21 gennaio 2025 per 3 milioni;

– l'utile dell'esercizio 2024, rilevato a conto economico per 2.598 milioni, è esposto nello stato patrimoniale al netto dell'acconto sul dividendo 2024 di 0,215 euro per azione (per complessivi 2.186 milioni), con un valore residuo pari a 412 milioni.

Le passività non correnti, pari a 18.103 milioni, rappresentano il 27,7 per cento della voce patrimonio netto e passività e si riducono di 577 milioni rispetto all'esercizio precedente.

Nell'ambito delle passività non correnti, i finanziamenti a lungo termine, che al 31 dicembre 2024 ammontano a 17.345 milioni, come già visto, diminuiscono di 510 milioni (2,9 per cento); detti finanziamenti, non inclusivi della quota avente scadenza entro i 12 mesi successivi alla data di bilancio, sono rappresentati da obbligazioni per 2.201 milioni, da finanziamenti bancari per 1.000 milioni, da finanziamenti da società del Gruppo per 14.142 milioni e da altri finanziamenti per 2 milioni, come riportato nella seguente tabella.

Tabella 40 – Finanziamenti a lungo termine

(milioni di euro)

	al 31.12.2024	al 31.12.2023	Var. ass.
Obbligazioni:			
- tasso fisso	1.717	1.684	33
- tasso variabile	484	581	(97)
Finanziamenti bancari:			
- tasso variabile	1.000	1.316	(316)
Altri finanziamenti:			
- da contratti di *leasing* a tasso fisso	2	-	2
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	11.727	11.813	(86)
- tasso variabile	2.415	2.461	(46)
Totale	**17.345**	**17.855**	**(510)**

Fonte: Enel

Il valore nozionale delle obbligazioni (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) e la movimentazione degli altri finanziamenti a lungo termine nel corso dell'esercizio sono sintetizzati nella seguente tabella.

Tabella 41 – Movimentazione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine

(milioni di euro)

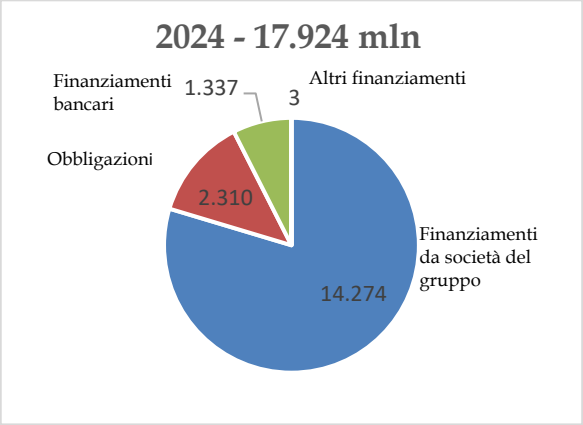
	2023	Rimborsi	Nuove emissioni	Differenze di cambio	2024
Obbligazioni	3.124	(847)	-	33	**2.310**
Finanziamenti bancari	1.516	(200)	-	21	**1.337**
Altri finanziamenti	1	(2)	4	-	**3**
Finanziamenti da società del Gruppo	14.406	(132)	-	-	**14.274**
Totale finanziamenti a lungo termine	**19.047**	**(1.181)**	**4**	**54**	**17.924**

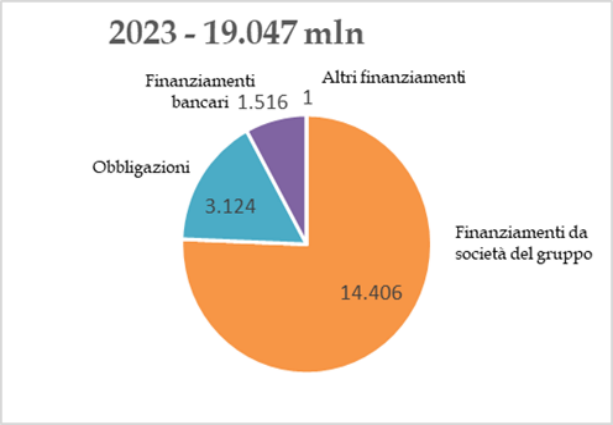
Fonte: Enel

Rispetto al 31 dicembre 2023, il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso una riduzione di 1.123 milioni, dovuta principalmente ai rimborsi pari a 1.181 milioni, che hanno ampiamente superato le nuove emissioni riferite ai contratti di *leasing*, pari a 4 milioni, e le variazioni negative sui cambi pari a 54 milioni; si evidenzia che i rimborsi delle obbligazioni, pari a 847 milioni, sono determinati principalmente dal rimborso di un prestito obbligazionario a tasso fisso da 750 milioni avvenuto nel mese di maggio.

Si riporta di seguito un grafico che mette a confronto la composizione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine del 2024 con quella dell'esercizio precedente.

Grafico 3 – Composizione del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine





Sempre nell'ambito delle passività non correnti sono inoltre da segnalare:

- le altre passività non correnti, pari a 17 milioni (20 milioni al 31 dicembre 2023), che sono riferite per 8 milioni al debito residuo, verso le società del Gruppo, delle istanze di rimborso per le annualità 2004-2011, per le maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'Irap nella determinazione del reddito imponibile Ires; per 5 milioni al debito verso i dipendenti per i piani di incentivo all'esodo del personale adottati dall'Azienda e per 4 milioni alla quota non corrente dei risconti passivi relativi a commissioni *up-front* realizzate alla stipula di alcuni contratti derivati di cambio di copertura;
- le passività finanziarie non correnti, al 31 dicembre 2024 pari a 581 milioni (620 milioni nel 2023), relative alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati, il cui dettaglio, per natura e per destinazione, è evidenziato nella tabella seguente.

Tabella 42 – Contratti derivati inclusi nelle passività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	Nozionale		*Fair value*		
	31.12.2024	**31.12.2023**	**31.12.2024**	**31.12.2023**	**Var. ass.**
Derivati Cfh:					
- tassi di interesse	390	390	45	49	(4)
- cambi	771	739	407	449	(42)
Totale	**1.161**	**1.129**	**452**	**498**	**(46)**
Derivati al Fvtpl:					
- tassi di interesse	2.618	2.059	82	85	(3)
- cambi	383	281	47	37	10
Totale	**3.001**	**2.340**	**129**	**122**	**7**
Totale	**4.162**	**3.469**	**581**	**620**	**(39)**

Fonte: Enel

I derivati finanziari classificati tra le passività non correnti presentano un valore nozionale complessivo pari a 4.162 milioni, a fronte di un *fair value* pari a 581 milioni, ed evidenziano, se confrontati con i valori del 31 dicembre 2023, una riduzione rispettivamente di 693 milioni e di 39 milioni.

I contratti derivati di *cash flow hedge* evidenziano un valore nozionale di 1.161 milioni e un *fair value* di 452 milioni.

I derivati su cambi di *cash flow hedge* sono riferiti essenzialmente alla copertura di prestiti obbligazionari in valuta estera a tasso fisso.

I contratti derivati di *fair value through profit or loss* presentano un valore nozionale di 3.001 milioni e un *fair value* di 129 milioni.

Le passività correnti, pari complessivamente a 10.911 milioni, evidenziano una riduzione di 3.771 milioni rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente (pari a 14.682 milioni); tale variazione è riferibile alla riduzione dei finanziamenti a breve termine (2.222 milioni), delle altre passività correnti (887 milioni) e della quota corrente dei finanziamenti a lungo termine (612 milioni).

In particolare, i finanziamenti a breve termine, pari a 6.410 milioni (8.632 milioni nel 2023), si riducono rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

- della riduzione per 1.500 milioni della voce altri finanziamenti a breve termine da società del Gruppo;
- della riduzione di 656 milioni della voce finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario);

- della riduzione per 65 milioni dei *cash collateral* ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi.

Nell'ambito delle passività correnti, i debiti commerciali accolgono prevalentemente i debiti per le forniture di servizi, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per le attività svolte nel corso dell'esercizio 2024 e sono costituiti da debiti verso terzi per 51 milioni (48 milioni al 31 dicembre 2023) e da debiti verso società del Gruppo per 81 milioni (87 milioni al 31 dicembre 2022).

Le passività finanziarie correnti, pari a 280 milioni, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 52 milioni (15,7 per cento) sono riferite a passività finanziarie differite per 169 milioni (213 milioni al 31 dicembre 2023), a contratti derivati per 102 milioni (106 milioni al 31 dicembre 2023) e ad altre partite per 9 milioni (13 milioni al 31 dicembre 2023). In particolare, le passività finanziarie differite si riferiscono principalmente a interessi passivi di competenza dell'esercizio maturati sui debiti finanziari, mentre le altre partite accolgono essenzialmente i debiti verso le banche e verso le società del Gruppo maturati al 31 dicembre 2024, liquidabili nell'esercizio successivo, connessi a oneri finanziari realizzati su derivati di copertura su cambio *commodity* posti in essere nell'interesse delle società del Gruppo.

Infine, le altre passività correnti, pari a 3.508 milioni, si riferiscono principalmente al debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2024, pari a 2.184 milioni, deliberato dal Consiglio di amministrazione di Enel il 6 novembre 2024 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2025, nonché ai debiti verso l'erario per le imposte riferite alle società aderenti al consolidato fiscale Ires e al Gruppo Iva Enel.

8.4 Il conto economico

Il conto economico, raffrontato con i risultati dell'esercizio precedente, è sintetizzato nella tabella seguente.

Tabella 43 - Conto economico - Enel s.p.a.

(milioni di euro)

	2024	2023
Ricavi		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	110	107
- Altri proventi	11	56
Totale	***121***	***163***
Costi		
- Servizi e godimento beni di terzi	177	202
- Costo del personale	146	135
- Ammortamenti e *impairment*	3.585	719
- Altri costi operativi	14	47
Totale	***3.922***	***1.103***
Risultato operativo	**(3.801)**	**(940)**
- Proventi da partecipazioni	6.563	4.269
- Proventi finanziari	1.098	1.388
- Oneri finanziari	1.406	1.821
Risultato prima delle imposte	***2.454***	***2.896***
- Imposte	(144)	(136)
Risultato netto dell'esercizio	**2.598**	**3.032**
Variazione %	*-14,3%*	

Fonte: Enel

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si riferiscono a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento della capogruppo per servizi manageriali (76 milioni), per servizi di assistenza informatica (29 milioni) e per altre prestazioni (5 milioni). La variazione positiva di 3 milioni, rispetto al precedente esercizio, è da ricondurre all'incremento dei ricavi per prestazioni di servizi manageriali per 11 milioni, compensato dalla riduzione dei ricavi per servizi informatici per 7 milioni e per altre prestazioni per 1 milione.

Gli altri proventi comprendono essenzialmente il riaddebito dei costi per personale di Enel in distacco in altre società del Gruppo per 8 milioni e nella Fondazione Centro Studi Enel e in Enel Cuore Onlus per complessivi 2 milioni. Nell'esercizio precedente la voce comprendeva la plusvalenza di 43 milioni, rilevata a seguito della cessione della partecipazione nella società a controllo congiunto Rusenergosbyt Llc ("Rusenergosbyt").

I costi per servizi si riferiscono a servizi resi da terzi per 55 milioni (75 milioni nel 2023) e da società del Gruppo per 115 milioni (122 milioni nel 2023).

I costi per servizi resi da terzi registrano una riduzione di 20 milioni, riconducibile essenzialmente alla riduzione dei costi per servizi di assistenza sistemica (23 milioni), parzialmente compensata da un aumento delle spese per pubblicità e sponsorizzazioni (4

milioni). I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano una riduzione di 7 milioni, da ricondursi alla riduzione dei costi per servizi di assistenza sistemica (6 milioni) e dei costi per servizi manageriali (2 milioni).

I costi per godimento beni di terzi sono rappresentati dai costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Italia s.p.a. ("Enel Italia") (5 milioni) e dai costi per *leasing* operativi (2 milioni).

Il costo del personale ammonta complessivamente a 146 milioni, con un incremento di 11 milioni rispetto al 2023, da ricondurre prevalentemente alla variazione positiva della consistenza effettiva e media del personale.[52]

La voce ammortamenti e *impairment* è pari a 3.585 milioni, con un incremento di 2.866 milioni rispetto al precedente esercizio.

In particolare, la voce *impairment* comprende le rettifiche di valore effettuate sulle partecipazioni detenute nelle società controllate Enel Holding Finance per 2.587 milioni ed Efi per 862 milioni, come risultato del *test* di *impairment* effettuato a seguito della distribuzione parziale di riserve di capitale disponibili.

La voce inoltre comprende la rettifica di valore effettuata sulla partecipazione detenuta nella società controllata Enel Reinsurance per 47 milioni.

La voce include anche gli *impairment* e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti per un importo complessivo pari a 1 milione.

Gli ammortamenti, pari a 88 milioni, si riferiscono alle attività materiali per 5 milioni e alle attività immateriali per 83 milioni.

Gli altri costi operativi presentano una riduzione di 33 milioni. Nell'esercizio precedente la voce accoglieva principalmente le rilevazioni effettuate per effetto della rinuncia dei crediti vantati dalla Società e da altre società del Gruppo verso Enel Generación Costanera per 21 milioni e dei crediti non incassati verso Rusenergosbyt per 11 milioni.

Il risultato operativo dell'esercizio 2024 è negativo per 3.801 milioni. La variazione negativa di 2.861 milioni è da ricondurre alle maggiori rettifiche di valore effettuate sulle partecipazioni.

I proventi da partecipazioni, pari a 6.563 milioni, si riferiscono ai dividendi deliberati dalle società controllate, collegate e altre imprese.

[52] Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 4.1.

Rispetto all'esercizio precedente la variazione positiva di 2.294 milioni è dovuta principalmente alla distribuzione di riserve di capitale disponibili da parte di Enel Holding Finance (3.225 milioni) e di Efi (1.075 milioni), alla distribuzione di dividendi da parte di Enel Global Trading s.p.a. per 1.103 milioni e alla minore distribuzione di dividendi da parte di Enel Iberia s.r.l.u. per 1.040 milioni. Inoltre, le società Enel Italia ed Enel Grids s.r.l. nel corso del periodo non hanno deliberato la distribuzione di dividendi.

Gli oneri finanziari netti (dati dalla somma algebrica delle voci proventi finanziari e oneri finanziari) ammontano a 308 milioni (433 milioni nel 2023). La voce è costituita dagli altri oneri finanziari netti (404 milioni) e dai proventi finanziari netti derivanti da strumenti derivati (96 milioni). La voce altri oneri finanziari netti comprende: gli interessi attivi su attività finanziarie a breve termine (348 milioni), le differenze positive di cambio (14 milioni) e gli altri proventi finanziari (186 milioni), gli interessi passivi sull'indebitamento (879 milioni), le differenze negative di cambio (64 milioni), gli interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale (5 milioni) e gli altri oneri finanziari (4 milioni).

Rispetto al precedente esercizio, la riduzione degli oneri finanziari netti, pari a 125 milioni, è determinata: (i) dall'incremento degli interessi attivi su attività finanziarie a breve termine (113 milioni); (ii) dall'incremento dei proventi finanziari netti da contratti derivati (58 milioni); (iii) dalla riduzione degli interessi passivi su prestiti obbligazionari (100 milioni) e delle commissioni su garanzie rilasciate da terzi (51 milioni); (iv) dall'incremento delle differenze negative di cambio (50 milioni); (v) dall'incremento degli interessi passivi su altri finanziamenti principalmente verso società del Gruppo (145 milioni).

La voce imposte sul reddito dell'esercizio, positiva per 144 milioni, dipende principalmente, come già anticipato nel paragrafo 8.2.1, dalla riduzione della base imponibile Ires rispetto al risultato civilistico *ante* imposte.

Il risultato netto dell'esercizio si attesta a 2.598 milioni, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 3.032 milioni. La variazione negativa di 434 milioni è sostanzialmente dovuta alle maggiori rettifiche di valore delle partecipazioni, in parte compensate dall'incremento dei proventi da partecipazioni.

9. RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO ENEL

9.1 Fatti di rilievo del 2024 e intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Oltre a quanto già indicato nel paragrafo 8.1 che precede, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo sui risultati del Gruppo Enel, le seguenti attività poste in essere nel corso dell'esercizio 2024.

Operazioni finanziarie

In data 16 gennaio 2024 Efi, società finanziaria controllata da Enel, ha lanciato sul mercato Eurobond un *sustainability-linked bond* in *due tranche* rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,75 miliardi.

La nuova emissione prevede l'utilizzo di *key performance indicator* di sostenibilità per ciascuna *tranche*, illustrati all'interno del "*sustainability-linked financing framework*" da ultimo aggiornato a gennaio 2024.

L'emissione è strutturata nelle seguenti due *tranche*:

- 750 milioni a un tasso fisso del 3,375 per cento, con data di regolamento fissata al 23 gennaio 2024 e scadenza al 23 luglio 2028;
- 1.000 milioni a un tasso fisso del 3,875 per cento, con data di regolamento fissata al 23 gennaio 2024 e scadenza al 23 gennaio 2035.

In data 19 giugno 2024 Efi ha lanciato un *sustainability-linked bond multi-tranche* rivolto agli investitori istituzionali nel mercato statunitense e in quelli internazionali per un importo complessivo di 2 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 1,9 miliardi di euro.

L'emissione è legata al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel legato alla riduzione dell'intensità delle emissioni di *GES Scope 1* relative alla produzione di energia elettrica, contribuendo all'obiettivo di sviluppo sostenibile 13 delle Nazioni unite ("Lotta contro il cambiamento climatico") e in conformità con il "*sustainability-linked financing framework*" del Gruppo.

Acquisizioni e cessioni

In data 9 marzo 2024 la controllata e-distribuzione ha firmato un accordo con A2A per la cessione a quest'ultima del 90 per cento del capitale sociale di Duereti, veicolo societario

beneficiario del conferimento delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.

La cessione ha avuto efficacia a far data dal 31 dicembre 2024 a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste dall'accordo firmato il 9 marzo 2024, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione *antitrust*.

Il corrispettivo dell'operazione, definito sulla base di un *enterprise value* (riferito al 100 per cento) di circa 1,35 miliardi, è pari a circa 1,2 miliardi.

La società e-distribuzione mantiene una partecipazione pari al 10 per cento del capitale sociale di Duereti, funzionale alla fase di *start-up* della società, che è oggetto di un meccanismo di opzioni *put* e *call*, esercitabili dopo un anno dalla data di *closing*.

Il *closing* ha generato nel 2024 un effetto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a 1.229 milioni e un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo pari a 978 milioni.

In data 10 maggio 2024 Enel Perú s.a.c. ("Enel Perú"), controllata da Enel tramite la società quotata cilena Enel Américas, ha perfezionato la cessione a Niagara Energy s.a.c. ("Niagara Energy") della totalità delle partecipazioni detenute nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú e Compañía Energética Veracruz.

L'operazione è stata realizzata a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste nell'accordo di compravendita, sottoscritto il 22 novembre 2023, tra cui l'approvazione da parte della competente autorità in materia di concorrenza in Perù.

La vendita, effettuata per un corrispettivo totale di 1.198 milioni, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 9 milioni.

In data 12 giugno 2024 Enel Perú, controllata tramite Enel Américas, ha perfezionato la cessione della totalità delle partecipazioni detenute dalla stessa Enel Perú nella società di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perù a North Lima Power Grid Holding s.a.c. ("North Lima Power Grid Holding"), controllata da China Southern Power Grid International (HK) Co. Ltd.

L'operazione, effettuata per un corrispettivo totale di 2.880 milioni, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 509 milioni.

In data 26 giugno 2024 Enel Italia ha perfezionato la cessione a Sosteneo Energy Transition 1 ("Sosteneo"), per 1.095 milioni, della quota di minoranza pari al 49 per cento del capitale sociale

di Enel Libra Flexsys, società costituita per la realizzazione e la gestione di un portafoglio di progetti destinati ai servizi regolati di capacità. Nello specifico:

- 23 progetti di stoccaggio di energia a batteria (*Battery Energy Storage Systems*, "Bess") per una capacità totale pari a 1,7 GW;
- 3 progetti di rifacimento di impianti a gas a ciclo aperto (*Open Cycle Gas Turbines*, "Ocgt") per una capacità totale pari a 0,9 GW.

L'operazione ha generato una riduzione dell'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a 1.095 milioni nel 2024, mentre non ha avuto alcun impatto sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Enel Libra Flexsys e, pertanto, a consolidarla integralmente.

In data 25 luglio 2024 Enel ha siglato un accordo con Masdar per la vendita di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99 per cento del capitale sociale, in Egpe Solar 1 per la gestione degli impianti fotovoltaici operativi in Spagna.

La cessione è stata perfezionata il 23 dicembre 2024 a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste dall'accordo firmato il 25 luglio precedente, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione del Governo spagnolo sugli investimenti esteri.

In linea con l'accordo, Masdar ha pagato un corrispettivo di 849 milioni per l'acquisizione del 49,99 per cento del capitale sociale di Egpe Solar 1. L'*enterprise value* riferito al 100 per cento di Egpe Solar 1 è pari a circa 1,7 miliardi. L'operazione ha generato una riduzione dell'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a 849 milioni nel 2024, mentre non ha avuto alcun impatto sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Egpe Solar 1 e a consolidare integralmente la società.

In data 15 novembre 2024 Endesa Generación s.a. ("Endesa Generación", controllata tramite la società quotata spagnola Endesa) ha firmato un accordo con Corporación Acciona Energías Renovables s.a. ("Corporación Acciona Energías Renovables"), società appartenente al Gruppo Acciona, per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica s.l. ("Corporación Acciona Hidráulica").

L'accordo prevede un corrispettivo pari a 1 miliardo soggetto ad aggiustamenti usuali per questo tipo di operazioni. L'*enterprise value* riferito al 100 per cento di Corporación Acciona Hidráulica e riconosciuto nell'accordo è pari a 1 miliardo.

Il portafoglio di impianti detenuto da Corporación Acciona Hidráulica è composto da 34 centrali idroelettriche, localizzate nel nord-est della Spagna, per una capacità installata complessiva di 626 MW, la maggior parte modulabile, che nel 2023 hanno generato circa 1,3 TWh.
Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in data 26 febbraio 2025.
In data 18 dicembre 2024 la controllata Enel Produzione ed Eph hanno sottoscritto un accordo tramite il quale Eph, come previsto dalla *early call option*, acquisterà il 50 per cento del capitale sociale attualmente detenuto da Enel Produzione in Slovak Power Holding b.v. ("Sph"), società titolare del 66 per cento del capitale sociale di Slovenské elektrárne a.s. ("Slovenské elektrárne").
L'accordo disciplina l'acquisizione della citata partecipazione sulla base della *early call option* introdotta nel 2020 nell'ambito delle modifiche apportate al contratto originariamente sottoscritto tra Enel Produzione ed Eph in data 18 dicembre 2015 e oggetto di successive revisioni.
La cessione a Eph è avvenuta in due fasi, la prima delle quali è stata perfezionata il 28 luglio 2016 con la cessione a Eph del 50 per cento del capitale di Sph detenuto da Enel Produzione; il trasferimento del rimanente 50 per cento del capitale di Sph è avvenuto il 23 maggio 2025, al *closing* della seconda fase.
In base all'accordo, il corrispettivo complessivo per la vendita del 100 per cento di Sph è pari a 150 milioni, importo già versato da Eph a Enel Produzione in occasione del perfezionamento della prima fase dell'operazione.
Le parti avevano inoltre previsto nell'accordo che Eph avrebbe rimborsato, al più tardi al momento del *closing,* i finanziamenti erogati dal Gruppo Enel a favore di Slovenské elektrárne per un importo complessivo di 970 milioni, oltre agli interessi maturati e non ancora pagati alla data di effettivo rimborso.
Il rimborso è avvenuto in data 30 gennaio 2025. Dalla sottoscrizione dell'accordo è decaduto inoltre qualsiasi ulteriore impegno finanziario ancora esistente in capo al Gruppo Enel nei confronti di Sph e di Slovenské elektrárne, tra cui anche l'indennizzo contrattuale in forza del quale Enel Produzione avrebbe sopportato, in quota parte, la passività derivante dai contenziosi relativi alla centrale di Gabčíkovo.

Tra le attività poste in essere successivamente alla chiusura dell'esercizio 2024, merita di essere segnalato, tra le operazioni finanziarie adottate nel corso dell'esercizio 2025, il lancio sul mercato

Eurobond, da parte di Efi, in data 17 febbraio 2025, di un *sustainability-linked bond* rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 2 miliardi, che ha totalizzato ordini per un importo pari a circa 5 miliardi.

L'emissione, che ha una durata media di circa sei anni, presenta una cedola media inferiore al 3 per cento ed è strutturata nelle seguenti tre *tranche*:

- 750 milioni a un tasso fisso del 2,625 per cento, con data di regolamento fissata al 24 febbraio 2025 e scadenza 24 febbraio 2028;
- 750 milioni a un tasso fisso del 3 per cento, con data di regolamento fissata al 24 febbraio 2025 e scadenza 24 febbraio 2031;
- 500 milioni a un tasso fisso del 3,5 per cento, con data di regolamento fissata al 24 febbraio 2025 e scadenza 24 febbraio 2036.

Con riferimento alle operazioni di acquisizione, in data 6 febbraio 2025, Potentia Energy, società che opera nelle energie rinnovabili e di cui Enel Green Power detiene una quota di controllo congiunto, ha raggiunto un accordo con CVC DIF e Cbus Super per l'acquisizione di partecipazioni di controllo in un portafoglio da oltre 1 GW di *asset* rinnovabili in Australia.

La chiusura dell'acquisizione è soggetta a condizioni sospensive tipiche per questo tipo di transazioni, tra cui l'approvazione da parte del *Foreign Investment Review Board* australiano.

In data 26 febbraio 2025, Endesa Generación ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica da Corporación Acciona Energías Renovables, società appartenente al Gruppo Acciona. Il corrispettivo pagato, riferito al 100 per cento di Corporación Acciona Hidráulica, è pari a 959 milioni, inclusivo degli aggiustamenti usuali per questo tipo di operazione.

Il portafoglio di impianti detenuto da Corporación Acciona Hidráulica è composto da 34 centrali idroelettriche, localizzate nel nord-est della Spagna, per una capacità installata complessiva di 626 MW, la maggior parte modulabile, che nel 2023 hanno generato circa 1,3 TWh.

In data 23 maggio 2025, Enel ha annunciato che la controllata Enel Produzione ha completato la cessione a Eph del restante 50 per cento della partecipazione in Sph. L'operazione ha incluso il rimborso di finanziamenti per 1,144 miliardi di euro da parte di Eph, con effetto positivo sull'indebitamento del Gruppo Enel.

9.2 L'area di consolidamento e il bilancio consolidato

Il bilancio consolidato del Gruppo Enel è stato esaminato dall'assemblea degli azionisti di Enel nell'adunanza del 22 maggio 2025, congiuntamente al bilancio di esercizio.

Esso è costituito dal conto economico consolidato, dal prospetto del conto economico consolidato complessivo, dallo stato patrimoniale consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative note di commento ed è corredato dalla relazione sulla gestione e da quella sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo.

In conformità a quanto disposto dalla comunicazione Consob (DEM 6064293 del 28 luglio 2006) e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, al bilancio consolidato sono, infine, allegati, a norma dell'art. 2359 c.c., gli elenchi delle imprese controllate da Enel e ad essa collegate, nonché delle altre partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2024.

Il bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società di revisione, la quale, nella relazione emessa in data 15 aprile 2025 a esso allegata, non ha evidenziato rilievi né richiami di informativa.

Il Collegio sindacale, nella relazione rassegnata all'assemblea degli azionisti, ha espresso parere favorevole al bilancio, prendendo atto che la società di revisione ha rilasciato una relazione senza rilievi riguardo alla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2024 delle più rilevanti società italiane del Gruppo.

L'area di consolidamento comprende la capogruppo Enel e le società sulle quali essa, direttamente o indirettamente, esercita il controllo.

Nell'esercizio 2024, l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche per le seguenti principali operazioni:

- in data 4 gennaio 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Egpna, ha perfezionato la vendita di un portafoglio di *asset* rinnovabili negli Stati Uniti a fronte di un corrispettivo complessivo di 277 milioni di dollari statunitensi, pari a 253 milioni. Gli *asset* venduti includono l'intero portafoglio geotermico di Egpna oltre a diversi impianti solari, per una capacità complessiva pari a circa 150 MW. L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo pari a 8 milioni;
- in data 10 maggio 2024 Enel Perú, controllata da Enel tramite Enel Américas, ha concluso la cessione a Niagara Energy della totalità delle partecipazioni da essa detenute nelle società

di generazione elettrica Enel Generación Perú e Compañía Energética Veracruz. La vendita, effettuata per un corrispettivo totale di 1.198 milioni, ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo di 9 milioni. tenuto anche conto degli effetti negativi connessi al rilascio delle riserve di conversione cambi associate;

- in data 12 giugno 2024 la stessa Enel Perú ha ceduto alla società North Lima Power Grid Holding il totale delle partecipazioni detenute in Enel Distribución Perú e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perù. L'operazione, effettuata per un corrispettivo totale di 2.880 milioni, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 509 milioni, tenuto conto anche in questo caso degli effetti negativi connessi al rilascio delle riserve di conversione cambi associate;

- nei primi giorni di ottobre 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel North America, ha perfezionato la cessione delle attività riferite al *business* dello *storage* in Nord America a MSS Energy Storage Llc (per il perimetro riferito agli Stati Uniti) e MSS LP Holdings Inc. (per il perimetro riferito al Canada), per un corrispettivo complessivo di 160 milioni. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto del Gruppo di 44 milioni;

- in data 30 dicembre 2024 Enel, tramite la controllata e-distribuzione, ha perfezionato la cessione ad A2A, per 1.229 milioni, del 90 per cento del capitale sociale di Duereti, società beneficiaria del conferimento delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia. L'operazione nel suo complesso ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo di 978 milioni.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- in data 26 giugno 2024 Enel, tramite la controllata Enel Italia, ha perfezionato la cessione a Sosteneo, per 1.095 milioni, della quota di minoranza del 49 per cento del capitale sociale di Enel Libra Flexsys, società operante nello stoccaggio di energia a batteria (Bess) e proprietaria di taluni impianti a gas a ciclo aperto (Ocgt). La vendita non ha generato impatti sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Enel Libra Flexsys e, pertanto, a consolidarla integralmente;

- in data 23 dicembre 2024 Enel Green Power España, società del Gruppo controllata tramite Endesa, ha perfezionato la cessione a Masdar, per 849 milioni, di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99 per cento del capitale sociale, in Egpe Solar 1, che detiene *asset* fotovoltaici operativi di Endesa in Spagna, per una capacità installata complessiva di circa 2 GW. La vendita non ha generato impatti sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Egpe Solar 1 e, pertanto, a consolidarla integralmente.

9.2.1 Lo stato patrimoniale consolidato

Il quadro riassuntivo delle attività è riportato nella tabella che segue ed evidenzia una riduzione complessiva pari a 8.085 milioni rispetto al 2023.

Tabella 44 - Stato patrimoniale consolidato: attività

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. % 2024/2023
ATTIVITÀ PATRIMONIALI			
Attività non correnti:			
- Immobili, impianti e macchinari	94.584	89.801	5,3
- Investimenti immobiliari	30	97	-69,1
- Attività immateriali	15.837	17.055	-7,1
- Avviamento	12.850	13.042	-1,5
- Attività per imposte anticipate	9.025	9.218	-2,1
- Partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto	1.456	1.650	-11,8
- Derivati	2.003	2.383	-15,9
- Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	523	444	17,8
- Altre attività finanziarie non correnti	7.607	8.750	-13,1
- Altre attività non correnti	1.937	2.249	-13,9
Totale attività non correnti	**145.852**	**144.689**	**0,8**
Attività correnti:			
- Rimanenze	3.643	4.290	-15,1
- Crediti commerciali	15.941	17.773	-10,3
- Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	193	212	-9,0
- Crediti per imposte sul reddito	787	705	11,6
- Derivati	3.512	6.407	-45,2
- Altre attività finanziarie correnti	4.854	4.329	12,1
- Altre attività correnti	3.891	4.099	-5,1
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.051	6.801	18,4
Totale Attività correnti	**40.872**	**44.616**	**-8,4**
Attività classificate come possedute per la vendita	415	5.919	-93,0
TOTALE ATTIVITÀ	**187.139**	**195.224**	**-4,1**

Fonte: Enel

Con riguardo ad alcune delle poste più rilevanti, si evidenzia quanto segue.

Le attività non correnti aumentano complessivamente di 1.163 milioni (0,8 per cento) rispetto al periodo precedente.

Più in dettaglio, al 31 dicembre 2024:

- gli immobili, impianti e macchinari (inclusi i beni gratuitamente devolvibili) ammontano a 94.584 milioni, con un incremento di 4.783 milioni rispetto al precedente esercizio (+ 5,3 per cento) dovuto principalmente agli investimenti del periodo (+ 8.734 milioni), ai nuovi contratti di *leasing* (+ 438 milioni) e all'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata (+ 1.289 milioni).

  Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla rilevazione degli ammortamenti e *impairment* (- 5.051 milioni) e dalla variazione negativa delle differenze di cambio (- 520 milioni);
- le attività immateriali risultano pari a 15.837 milioni, rilevando una riduzione di 1.218 milioni rispetto all'esercizio 2023 (- 7,1 per cento). La variazione si riferisce prevalentemente agli ammortamenti (- 1.799 milioni) e alle differenze cambio (- 667 milioni), parzialmente compensata principalmente dagli investimenti (+ 1.235 milioni);
- l'avviamento è pari a 12.850 milioni e registra una riduzione di 192 milioni rispetto all'esercizio precedente (- 1,5 per cento). Tale variazione è attribuibile principalmente agli adeguamenti cambio negativi registrati in Brasile e alla riclassifica, tra le attività possedute per la vendita, delle attività di *storage* in Nord America;
- le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono pari a 1.456 milioni, in diminuzione di 194 milioni rispetto all'esercizio precedente. La riduzione del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel 2024, è riconducibile prevalentemente:
  - alla sottoscrizione dell'accordo tra la controllata Enel Produzione ed Eph tramite il quale quest'ultima, come previsto dalla *early call option*, ha acquistato, nella prima metà del 2025, il rimanente 50 per cento del capitale sociale detenuto da Enel Produzione in Sph. Tale accordo ha comportato la riclassifica della partecipazione ad "Attività classificate come possedute per la vendita" e il suo adeguamento contabile a zero in quanto il corrispettivo complessivo fissato per la vendita del 100 per cento della partecipazione,

pari a 150 milioni, era stato già versato da Eph a Enel Produzione in occasione del perfezionamento della prima fase dell'operazione;

- la riclassifica delle partecipazioni detenute in Avikiran Solar India e Avikiran Surya India rispettivamente per 26 milioni e 23 milioni ad "Attività classificate come possedute per la vendita" in seguito all'avvio della definizione dell'accordo per la cessione di Enel Green Power India che detiene tali partecipazioni;
- la rilevazione della quota negativa degli *other comprehensive income* di pertinenza del Gruppo, riferibile soprattutto all'andamento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* prevalentemente di Enel Green Power Australia e delle società del progetto Matimba.

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati all'aumento di capitale di Mooney (50 milioni) e di Enel Green Power Australia (33 milioni);

- le altre attività finanziarie non correnti, pari a 7.607 milioni, presentano una riduzione di 1.143 milioni (- 13,1 per cento), principalmente per:
  - la riclassifica dei crediti finanziari di Enel Produzione verso Slovenské elektrárne (per 289 milioni) e di Efi verso Sph (per 769 milioni) alla voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" in seguito all'accordo stipulato tra Enel Produzione ed Eph che ha disciplinato l'esercizio da parte di quest'ultima della *early call option* sulla partecipazione residua in Sph, detenuta da Enel Produzione, che prevedeva il rimborso, avvenuto al *closing* dell'operazione il 23 maggio 2025, dei finanziamenti erogati dalle società del Gruppo a favore di Slovenské elektrárne e degli interessi maturati e non ancora pagati alla data di effettivo rimborso;
  - l'adeguamento contabile a zero del credito finanziario di Enel Produzione verso Eph relativo alla cessione della prima *tranche* del capitale sociale di Sph a favore di Eph nel 2016 (pari a 39 milioni al 31 dicembre 2023), in quanto il corrispettivo per la cessione del 100 per cento della partecipazione, fissato dall'accordo con Eph di cui sopra, pari a 150 milioni, è stato già incassato;
  - la diminuzione delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione, soprattutto nelle società brasiliane a causa delle variazioni negative di cambio;
  - la riduzione dei crediti finanziari derivanti da accordi di sviluppo congiunto; tali crediti si riferiscono ai corrispettivi versati, essenzialmente da società italiane del Gruppo di generazione rinnovabile, a sviluppatori per progetti di generazione rinnovabile.

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei crediti finanziari per *deficit* del sistema elettrico spagnolo (per 105 milioni) e dall'incremento delle partecipazioni in altre imprese dovuto principalmente:

- alla rilevazione della quota di partecipazione del 10 per cento in Duereti, per un valore pari a 137 milioni, a seguito della cessione, tramite la controllata e-distribuzione, del 90 per cento della quota di partecipazione nella società ad A2A;
- alla rivalutazione della partecipazione detenuta da Enel X International in Zacapa Topco s.à r.l. per un importo di 90 milioni;

- la voce altre attività non correnti, pari a 1.937 milioni, presenta una riduzione, rispetto al 31 dicembre 2023, di 312 milioni (- 13,9 per cento) e include principalmente:
  - i crediti verso operatori istituzionali di mercato, pari a 391 milioni (331 milioni al 31 dicembre 2023) in aumento di 60 milioni relativamente all'attività di distribuzione in Spagna;
  - crediti tributari, pari a 1.114 milioni (1.487 milioni al 31 dicembre 2023) in diminuzione di 373 milioni principalmente per l'effetto cambi in America Latina (158 milioni), per la riduzione dei crediti in Italia (116 milioni), prevalentemente relativi all'"Ecosismabonus", e per 94 milioni in Cile, principalmente per una riclassifica dovuta alla recuperabilità a breve termine di crediti di imposta.

Relativamente alle attività correnti, si evidenzia una riduzione pari a 3.744 milioni (- 8,4 per cento), dovuta principalmente dalla riduzione dei derivati (- 45,2 per cento), delle rimanenze (- 15,1 per cento) e dei crediti commerciali (- 10,3 per cento), parzialmente compensati da un aumento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (+ 18,4 per cento) e delle Altre attività finanziarie correnti (+ 12,1 per cento).

I crediti commerciali verso clienti ammontano a 15.941 milioni (al netto del relativo fondo di svalutazione, che a fine esercizio era pari complessivamente a 3.763 milioni), con una riduzione di 12 milioni.

Come si evince dalla tabella che segue, la riduzione della suddetta voce (comprensiva dei crediti commerciali relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*") ha riguardato principalmente le linee di *business* di Generazione termoelettrica e *trading* e dei Mercati finali.

Tabella 45 - Crediti commerciali

(milioni di euro)

Linea di *business*	Al 31.12.2024	Al 31.12.2023	Variazione
Generazione termoelettrica e *trading*	4.648	7.287	-2.639
Enel Green Power	2.943	3.471	-528
Enel Grids	8.279	7.771	508
Mercati finali	5.600	8.373	-2.773
Holding e Servizi	1.329	792	537
Elisioni e rettifiche	-6.850	-9.711	2.861
Totale (1)	**15.949**	**17.983**	**-2.034**

(1) Al 31 dicembre 2024, i crediti commerciali relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" sono pari a 8 milioni (210 milioni al 31 dicembre 2023).
Fonte: Enel

Nella tabella seguente è riportata la movimentazione del fondo svalutazione crediti, che si riduce di 12 milioni rispetto al precedente esercizio (- 0,3 per cento).

Tabella 46 - Movimentazione del Fondo svalutazione crediti

(milioni di euro)

Totale al 31.12.2023	**3.775**
Accantonamenti	1.337
Utilizzi	(937)
Rilasci a conto economico	(244)
Altre variazioni	(168)
Totale al 31.12.2024	**3.763**

Fonte: Enel

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti, pari a 193 milioni, accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (212 milioni) relative a commesse per lavori ancora da fatturare, il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Le altre attività finanziarie correnti ammontano a 4.854 milioni e registrano un incremento di 525 milioni rispetto al periodo precedente (+ 12,1 per cento). La variazione della voce è principalmente riconducibile all'incremento della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine (per 1.167 milioni), ascrivibile prevalentemente alla riclassifica dei crediti finanziari di Enel Produzione verso Slovenské elektrárne (per 289 milioni) e di Efi verso Sph (per 769 milioni) in seguito all'accordo stipulato tra Enel Produzione ed Eph. Tale effetto è stato parzialmente compensato dai minori *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati.

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo, pari a 3.643 milioni (- 15,1 per cento rispetto al 2023), sono costituite da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione nonché dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di *trading*. Nel corso dell'esercizio la diminuzione complessiva delle rimanenze, pari a 647 milioni, è da ricondurre principalmente alle minori giacenze di combustibili registrate in Italia e alla riduzione dei certificati ambientali per quote dei diritti di emissione di CO_2 registrata in Italia, utilizzate principalmente per gli oneri di *compliance* di competenza del periodo.

Nella tabella che segue è illustrato il quadro riassuntivo delle passività e del patrimonio netto come risultanti dallo stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2024.

Tabella 47- Stato patrimoniale consolidato: passività e patrimonio netto

(milioni di euro)

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	2024	2023	Var. % 2024/2023
Patrimonio netto del Gruppo			
- Capitale sociale	10.167	10.167	0,0
- Riserva azioni proprie	(78)	(59)	32,2
- Altre riserve	5.651	6.551	-13,7
- Utili e perdite accumulati	10.975	11.659	-5,9
- Risultato netto dell'esercizio	7.016	3.437	104,1
Totale patrimonio netto del Gruppo	**33.731**	**31.755**	**6,2**
Patrimonio netto di terzi	15.440	13.354	15,6
Totale patrimonio netto	**49.171**	**45.109**	**9,00**
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine (escluse quote correnti)	60.000	61.085	-1,8
- Benefici ai dipendenti	1.614	2.320	-30,4
- Fondo rischi e oneri quota non corrente	6.501	6.018	8,0
- Passività per imposte differite	7.951	8.217	-3,2
- Derivati finanziari passivi non correnti	2.915	3.373	-13,6
- Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	5.682	5.743	-1,1
- Altre passività finanziarie non correnti	205	141	45,4
- Altre passività non correnti	3.287	4.103	-19,9
Totale passività non correnti	**88.155**	**91.000**	**-3,1**
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine	3.645	4.769	-23,6
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.439	9.086	-18,1
- Fondo rischi e oneri quota corrente	1.333	1.294	3,0
- Debiti commerciali	13.693	15.821	-13,5
- Debiti per imposte sul reddito	1.589	1.573	1,0
- Derivati finanziari passivi correnti	3.584	6.461	-44,5
- Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	2.448	2.126	15,1
- Altre passività finanziarie correnti	845	909	-7,0
- Altre passività correnti	15.087	14.760	2,2
Totale passività correnti	**49.663**	**56.799**	**-12,6**
Passività destinate alla vendita	**150**	**2.316**	-93,5
Totale passività	**137.968**	**150.115**	-8,1
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**187.139**	**195.224**	**-4,1**

Fonte: Enel

Tra le voci evidenziate nelle passività dello stato patrimoniale consolidato diminuiscono in maniera rilevante i finanziamenti a breve termine, i debiti commerciali e le passività connesse ai derivati finanziari correnti e non correnti,[53] mentre risultano leggermente in aumento i fondi rischi e oneri e le passività derivanti da contratti con i clienti.

[53] Con riferimento ai derivati legati alle *commodity* energetiche si veda nel dettaglio il paragrafo 3.6.

Il patrimonio netto del Gruppo si è attestato, alla fine dell'esercizio, a 33.731 milioni (+ 1.976 milioni rispetto al precedente esercizio), mentre il patrimonio netto complessivo (comprese le interessenze di terzi) è pari a 49.171 milioni (+ 4.062 milioni rispetto al 2023).

Il capitale sociale di Enel, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Nella voce altre riserve, pari a 5.651 milioni, confluiscono la riserva per sovrapprezzo azioni (7.496 milioni), la riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue (7.145 milioni), la riserva legale (2.034 milioni), le altre riserve (2.363 milioni), la riserva conversione bilanci in valuta estera (- 6.352 milioni), le riserve da valutazione strumenti finanziari di *cash flow hedge* (- 2.228 milioni), le riserve da valutazione strumenti finanziari costi di *hedging* (182 milioni), le riserve da valutazione strumenti finanziari Fvoci (132 milioni), la riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (- 404 milioni), la riserva da rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti (- 1.092 milioni), la riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo (- 2.405 milioni) e la riserva da acquisizioni su *non controlling interest* (- 1.220 milioni).

Passando alle passività non correnti, merita di essere evidenziato che:

- i finanziamenti a lungo termine, pari a 60.000 milioni, si riducono dell'1,8 per cento rispetto all'esercizio precedente;[54]
- la voce benefici ai dipendenti è pari a 1.614 milioni e si riduce, rispetto all'esercizio precedente, del 30,4 per cento,[55] risentendo prevalentemente degli adeguamenti di valore connessi ai cambiamenti di assunzioni finanziarie e all'andamento dei tassi di cambio;
- i fondi rischi e oneri (quota non corrente), pari a 6.501 milioni, registrano un incremento di 483 milioni rispetto all'esercizio precedente (+ 8,0 per cento); in tale voce sono ricomprese le quote non correnti del:
    - fondo di 688 milioni per gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Endesa verso Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività;

[54] Tale voce comprende il debito a lungo termine, in qualunque valuta, relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti, con esclusione delle quote in scadenza entro i 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

[55] Ai dipendenti sono riconosciute varie forme di benefici individuate nelle prestazioni connesse al trattamento di fine rapporto, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, forme di previdenza e di assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata per uso domestico e altre prestazioni simili.

- fondo di 2.447 milioni per smantellamento, rimozione e bonifica degli impianti non nucleari del Gruppo Endesa e di Enel Produzione;
- fondo contenzioso legale, pari a 643 milioni (663 milioni al 31 dicembre 2023), che è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso;[56]
- fondo oneri per incentivo all'esodo e altri piani di ristrutturazione, pari a 130 milioni (154 milioni al 31 dicembre 2023);
- fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica, pari a 768 milioni (765 milioni al 31 dicembre 2023);
- fondo oneri su imposte e tasse, pari a 234 milioni (295 milioni al 31 dicembre 2023);
- altri fondi rischi e oneri futuri, pari a 1.591 milioni (1.053 milioni al 31 dicembre 2023);[57]

- la voce passività per imposte differite, pari a 7.951 milioni (8.217 milioni al 31 dicembre 2023), accoglie, essenzialmente, la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite;
- la voce derivati finanziari passivi non correnti espone la valutazione a *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge, fair value hedge* e *trading*; il saldo, al 31 dicembre 2024, è pari a 2.915 milioni, con una riduzione, rispetto all'esercizio precedente, pari al 13,6 per cento;
- la voce passività derivanti da contratti con i clienti non correnti, pari a 5.682 milioni, è da attribuire principalmente alle modalità di rilevazione contabile dei ricavi legati agli allacci di nuovi utenti che vengono riscontati lungo la durata media dei contratti.

Infine, con riguardo alle passività correnti, si osserva che:

- i finanziamenti a breve termine, pari a 3.645 milioni, sono rappresentati per 2.406 milioni da debiti per *commercial paper* emessi in capo a Efi, Enel Finance America Llc ("Efa") ed Endesa,[58] per 732 milioni da *cash collateral*, per 344 milioni da debiti verso banche e per 163 milioni da altri debiti finanziari a breve termine;

---

[56] La voce include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni. Aggiungendo la quota corrente del fondo, l'importo complessivo dello stesso risulta pari a 696 milioni (702 milioni al 31 dicembre 2023).

[57] Gli accantonamenti per gli altri fondi rischi e oneri si riferiscono a oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni.

[58] Tra i principali programmi di *commercial paper* si segnalano: a) 8.000 milioni di Efi legati a obiettivi di sostenibilità; b) 5.000 milioni di Endesa legati a obiettivi di sostenibilità; c) 5.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 4.526 milioni al 31 dicembre 2023, di Efa legati a obiettivi di sostenibilità.

- le quote correnti dei finanziamenti a lungo termine sono pari a 7.439 milioni e registrano una riduzione rispetto al periodo precedente di 1.647 milioni;
- i fondi rischi e oneri (quota corrente), pari a 1.333 milioni, registrano un incremento, rispetto all'esercizio precedente, del 3,0 per cento;[59]
- i debiti commerciali ammontano a 13.693 milioni (- 13,5 per cento rispetto al 31 dicembre 2023) e si riferiscono, principalmente, a debiti per forniture di energia, acquisto di combustibili, di materiali e di apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse;
- le passività derivanti da contratti con i clienti correnti, pari a 2.448 milioni, accolgono principalmente le passività da contratti relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi nonché le passività per lavori in corso su ordinazione;
- le altre passività correnti, pari a 15.087 milioni, aumentano del 2,2 per cento rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è essenzialmente dovuta ai seguenti fenomeni:
  - all'incremento degli "acconti diversi correnti" relativi a e-distribuzione e riferiti agli acconti per contributi in conto impianti da enti pubblici per effetto degli incassi ricevuti nel 2024;
  - all'incremento dei "debiti tributari diversi" dovuto principalmente alla Spagna per l'incremento dei debiti inerenti alle tasse sulla produzione di energia nonché ai debiti per l'imposta sul valore aggiunto dell'Italia;
  - all'incremento dei "ratei e risconti passivi correnti" dovuto principalmente a Enel Reinsurance.

  Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati:
  - dalla riduzione dei "debiti verso clienti", che accoglie principalmente la variazione in Italia dei depositi cauzionali da clienti in linea con la diminuzione del numero di clienti serviti dalle società del mercato, compensata dall'incremento dei crediti commerciali in seguito al ripristino degli oneri di sistema della distribuzione;

[59] In tale voce sono incluse, principalmente, le quote correnti del fondo oneri per incentivo all'esodo e altri piani di ristrutturazione, pari a 90 milioni (128 milioni al 31 dicembre 2023), il fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica per 246 milioni (273 milioni al 31 dicembre 2023), il fondo smantellamento, rimozione e bonifica del sito, pari a 270 milioni (160 milioni al 31 dicembre 2023), il fondo per oneri per certificati ambientali, pari a 200 milioni (250 milioni al 31 dicembre 2023); nonché altri fondi rischi e oneri, per 456 milioni (425 milioni al 31 dicembre 2023). Nella voce sono altresì ricompresi: il fondo contenzioso legale e il fondo oneri su imposte e tasse.

- dalla riduzione dei "debiti verso operatori istituzionali di mercato" riferiti principalmente all'Italia e in particolar modo a Servizio Elettrico Nazionale s.p.a. per la riduzione dei debiti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali rispetto all'anno precedente, e alla Spagna, in particolare, a Edistribución Redes Digitales s.l.u., parzialmente compensata in e-distribuzione dall'incremento del debito per le componenti e gli oneri di sistema in seguito all'aumento delle tariffe della componente Asos e Arim previsto dalle delibere dell'Arera n. 633/2023, n. 113/2024, n. 263/2024 e n. 384/2024;
- dalla riduzione dei "debiti per derivati scaduti su *commodity* energetiche <12 mesi".

Infine, i saldi delle attività possedute per la vendita e le relative passività associate al 31 dicembre 2024 ammontano rispettivamente a 415 milioni e a 150 milioni. La variazione rispetto al precedente esercizio risente principalmente delle cessioni di società precedentemente classificate come disponibili per la vendita; in particolare:

- nel corso del primo semestre 2024 si è perfezionata la cessione, negli Stati Uniti, delle attività riferite a un portafoglio di *asset* rinnovabili da circa 150 MW di impianti geotermici e solari in esercizio;
- nel corso del primo semestre 2024 si è perfezionata la cessione, in Perù, della totalità delle partecipazioni detenute nelle società Enel Generación Perú e Compañía Energética Veracruz, che possedevano gli *asset* di generazione elettrica; e la cessione, sempre in Perù, della totalità delle partecipazioni detenute nella società Enel Distribución Perú e nella società Enel X Perù che svolgevano attività di distribuzione e fornitura di energia elettrica e di servizi energetici avanzati.

9.2.2 Il conto economico consolidato

Il risultato operativo del 2024 ammonta a 15.494 milioni e aumenta di 4.662 milioni rispetto al 2023 (10.832 milioni) tenuto conto di minori ammortamenti e *impairment* per 851 milioni.

Il risultato prima delle imposte ammonta a 11.883 milioni (7.416 milioni nel 2023) e, pertanto, si incrementa di 4.467 milioni rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato netto complessivo (Gruppo e terzi) è pari a 8.229 milioni, in aumento di 3.962 milioni rispetto all'esercizio precedente, mentre quello di pertinenza del Gruppo, pari a 7.016 milioni, risulta superiore di 3.578 milioni rispetto a quello dell'esercizio precedente.

I suddetti dati sono riassunti nella tabella che segue.

Tabella 48- Conto economico consolidato

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. ass. 2024/2023
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	73.914	92.882	-18.968
- Altri proventi	5.033	2.683	2.350
Totale ricavi	**78.947**	**95.565**	**-16.618**
Costi			
- Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	30.282	46.270	-15.988
- Servizi e altri materiali	19.240	18.304	936
- Costo del personale	4.938	5.030	-92
- *Impairment*/(ripristini di valore) netti di crediti commerciali e altri crediti	1.323	1.334	-11
- Ammortamenti e altri *impairment*	7.249	8.089	-840
- Altri costi operativi	3.940	6.125	-2.185
- Costi per lavori interni capitalizzati	-3.042	-3.385	343
Totale costi	**63.930**	**81.767**	**-17.837**
Risultati netti da contratti su *commodity*	**477**	**(2.966)**	**3443**
Risultato operativo	**15.494**	**10.832**	**4.662**
- Proventi finanziari da contratti derivati	2.720	1.558	1.162
- Altri proventi finanziari	2.409	2.916	-507
- Oneri finanziari da contratti derivati	1.023	2.167	-1.144
- Altri oneri finanziari	7.828	5.966	1.862
- Proventi/(oneri) netti da iperinflazione	321	284	37
- Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (1)	-210	-41	-169
Risultato prima delle imposte	**11.883**	**7.416**	**4.467**
Imposte	3.654	2.778	876
Risultato delle *continuing operation*	**8.229**	**4.638**	**3.591**
Quota di interessenza del Gruppo	7.016	3.813	3.203
Quota di interessenza di terzi	1.213	825	388
Risultato delle *discontinued operation*	0	-371	371
Quota di interessenza del Gruppo	0	-375	375
Quota di interessenza di terzi	0	4	-4
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**8.229**	**4.267**	**3.962**
Quota di interessenza del Gruppo	**7.016**	**3.438**	**3.578**
Quota di interessenza dei terzi	**1.213**	**829**	**384**

Fonte: Enel

Si illustrano, qui di seguito, le variazioni più significative intervenute nelle componenti economiche.

I ricavi ammontano complessivamente a 78.947 milioni e presentano una riduzione, rispetto al

precedente esercizio, di 16.618 milioni (- 17,39 per cento) e si distinguono in ricavi delle vendite e delle prestazioni e altri proventi.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni, pari a 73.914 milioni, includono prevalentemente:

- i ricavi da vendita di energia elettrica, che ammontano a 43.478 milioni, con una riduzione di 8.987 milioni (- 17,1 per cento) rispetto al 2023 dovuta sostanzialmente ai minori volumi venduti in un regime di prezzi di vendita dell'energia elettrica decrescenti, soprattutto in Italia (6.176 milioni) e in Spagna (1.947 milioni). Tale riduzione è stata solo in parte compensata dai maggiori ricavi da Trasporto energia elettrica (949 milioni), principalmente attribuibili alla remunerazione dei costi di distribuzione e di misura in Italia;
- i ricavi da vendita di gas sono pari a 5.875 milioni (7.983 milioni nel 2023) con una riduzione di 2.108 milioni rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è riconducibile sia alla diminuzione delle quantità vendute e intermediate sia alla diminuzione dei prezzi medi di vendita principalmente in Spagna (1.091 milioni) e in Italia (1.011 milioni). Tale effetto è in parte compensato da un aumento dei ricavi per Trasporto gas, principalmente in Italia (497 milioni), derivante dal ripristino degli oneri di sistema;
- i ricavi da vendite di combustibili sono pari a 1.578 milioni e si riducono di 1.880 milioni in virtù dell'andamento decrescente dei volumi e dei prezzi di vendita del gas, principalmente in Spagna e in Italia;
- i ricavi da vendite di *commodity* da contratti con consegna fisica e i risultati delle relative valutazioni al *fair value* dei soli contratti chiusi nel periodo sono pari a 3.265 milioni, e si riducono di 7.118 milioni. Tale variazione negativa è riferita prevalentemente alla *commodity* gas ed è dovuta principalmente alla riduzione dei prezzi nonché alla diminuzione dei volumi intermediati.

Quanto alla suddivisione dei ricavi per area geografica, si riporta la seguente tabella.

Tabella 49– Provenienza geografica dei ricavi delle vendite e delle prestazioni

(milioni di euro)

	2024		2023	
	Importo	**Incid. %**	**Importo**	**Incid. %**
Italia	30.987	41,9	39.724	42,8
Europa				
Iberia	19.076	25,8	21.799	23,5
Francia	1.017	1,4	1.919	2,1
Svizzera	788	1,1	1.936	2,1
Germania	729	1,0	1.028	1,1
Austria	93	0,1	75	0,1
Slovenia	26	0,0	10	0,0
Romania	17	0,0	4	0,0
Grecia	18	0,0	6	0,0
Belgio	30	0,0	13	0,0
Repubblica Ceca	42	0,1	180	0,2
Ungheria	-	-	13	0,0
Paesi Bassi	68	0,1	145	0,2
Regno Unito	1.692	2,3	4.523	4,9
Altri Paesi europei	683	0,9	2.152	2,3
America				
Stati Uniti	719	1,0	864	0,9
Canada	42	0,1	62	0,1
Messico	331	0,4	315	0,3
Brasile	7.561	10,2	7.621	8,2
Cile	3.793	5,1	4.369	4,7
Perù	667	0,9	1.565	1,7
Colombia	3.512	4,8	3.248	3,5
Argentina	1.333	1,8	613	0,7
Panama	213	0,3	200	0,2
Costa Rica	20	0,0	17	0,0
Guatemala	84	0,1	81	0,1
Altri				
Africa	103	0,1	96	0,1
Oceania	21	0,0	38	0,0
Asia	249	0,3	266	0,3
Totale	**73.914**	**100,0**	**92.882**	**100,0**

Fonte: Enel

Gli altri proventi, che ammontano a 5.033 milioni, si incrementano rispetto all'esercizio precedente di 2.350 milioni (+ 87,6 per cento) e si riferiscono principalmente a:

- plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, *joint venture*, *joint operation* e attività non correnti possedute per la vendita, pari a 2.351 milioni, che si incrementa di 1.767 milioni. Tale voce accoglie principalmente i proventi derivanti dalla cessione delle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica in Perù (per complessivi 1.347 milioni) e i

proventi derivanti dalla cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia (per complessivi 989 milioni).

Nel 2023 tale voce accoglieva principalmente la rilevazione da parte di Enel CIEN s.a. (in Brasile) del provento (99 milioni) di fine concessione ricevuto per il subentro di altro soggetto, il provento complessivo (103 milioni) derivante dalla cessione parziale con perdita di controllo delle attività detenute in Australia, il provento derivante dalla cessione di Arcadia Generación Solar s.a. (195 milioni) e la rimisurazione al *fair value* della partecipazione residua di Enel Green Power Hellas s.a. (160 milioni);

- altri proventi, pari a 1.795 milioni, che aumenta di 450 milioni rispetto al 2023, soprattutto per effetto dei ricavi da accordi di *tax partnerships* (440 milioni), riferiti all'entrata in funzione di nuovi impianti in Nord America.

I costi ammontano a 63.930 milioni e presentano una riduzione rispetto al precedente esercizio per 17.837 milioni (- 21,8 per cento); in particolare, essi si riferiscono a:

- costi per energia elettrica, gas e combustibile, pari a 30.282 milioni, che si riducono di 15.988 milioni. In particolare:
  - i costi per l'acquisto di energia elettrica diminuiscono di 4.750 milioni, sia per i minori prezzi medi di acquisto sia per i minori volumi acquistati rispetto al precedente esercizio, principalmente in Italia (3.992 milioni) e Spagna (1.127 milioni);
  - i costi per l'acquisto di gas sono diminuiti di 5.844 milioni essenzialmente per la diminuzione dei prezzi medi di acquisto nonché per la flessione dei volumi intermediati, prevalentemente in Italia e Spagna. Si segnala, inoltre, che tale voce includeva gli oneri per 515 milioni connessi alla definizione del lodo arbitrale con un fornitore di gas del Qatar in Spagna;
  - i risultati da valutazione al *fair value* dei contratti con consegna fisica chiusi registrano una riduzione di 3.558 milioni rispetto all'esercizio precedente, di cui 3.544 milioni riconducibili alla *commodity* gas e 14 milioni riconducibili alla *commodity* elettricità;
  - i costi relativi agli altri combustibili sono diminuiti di 1.840 milioni, principalmente a causa dei minori volumi di approvvigionamento;
- costi per servizi e altri materiali, pari a 19.240 milioni, registrano un incremento di 936 milioni soprattutto per effetto:

- dell'incremento dei costi per vettoriamenti passivi, principalmente in Italia e Iberia, connessi all'applicazione di specifici provvedimenti emessi dalle autorità per la regolazione delle tariffe;
- dell'incremento dei costi per godimento beni di terzi, soprattutto in Italia, dovuto essenzialmente ai maggiori canoni per concessioni idroelettriche;
- dei minori costi imputabili ai servizi connessi al *business* elettrico e del gas per effetto della diminuzione dei volumi intermediati;
- della riduzione dei costi per la realizzazione di lavori, servizi su ordinazione e servizi a valore aggiunto, legata alle minori vendite e prestazioni riconducibili ai beni a efficienza energetica (231 milioni);
- dei minori costi per servizi tecnici e professionali (102 milioni);
- della riduzione dei costi per certificati ambientali (61 milioni) essenzialmente riferita ai maggiori utilizzi di rimanenze;
- della riduzione degli "Altri materiali" dovuta principalmente ai minori costi di approvvigionamento di materiali e apparecchiature;

- costo del personale, pari a 4.938 milioni, che si riduce di 92 milioni (- 1,8 per cento);
- *impairment*/ripristini di valore netti dei crediti commerciali e di altri crediti: la voce, pari a 1.323 milioni, include gli *impairment* e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti. Le svalutazioni dei crediti commerciali al netto dei ripristini sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente;
- ammortamenti e altri *impairment*, pari a 7.249 milioni, in diminuzione di 840 milioni (- 10,4 per cento) rispetto al precedente esercizio, che risente essenzialmente dei minori adeguamenti di valore delle attività immobilizzate, parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti di attività materiali e immateriali per effetto dei nuovi investimenti, realizzati soprattutto nei *business* delle energie rinnovabili e della distribuzione;
- altri costi operativi, pari a 3.940 milioni, che registrano una riduzione di 2.185 milioni, essenzialmente per effetto dei seguenti fenomeni:
  - gli oneri per certificati ambientali si riducono a causa dei minori acquisti di quote CO_2, principalmente per effetto dei minori volumi di produzione da fonte convenzionale;

- gli altri oneri connessi al sistema elettrico e gas si riducono principalmente per effetto del minore impatto del *bonus* sociale in Spagna (337 milioni), riconducibile essenzialmente al riconoscimento nel 2024 del *surplus* relativo al periodo 2022-2023;
- gli altri oneri per imposte e tasse si riducono principalmente per effetto della rilevazione nel 2023 del contributo di *clawback* in Italia (357 milioni), introdotto dal decreto-legge del 28 marzo 2022, n. 25 e in Spagna (118 milioni) a seguito del r.d. 17 del 2021. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla rilevazione nel 2024 dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica (Ivpee) reintrodotta in Spagna dal r.d. 8 del 2023 per 342 milioni;
- le minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni del 2024 includono essenzialmente la minusvalenza rilevata a seguito della cessione delle attività riferite al *business* dello *storage* in Nord America (2 milioni). Il dato del 2023 si riferisce principalmente alle minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Generación Costanera (132 milioni) e Central Dock Sud s.a. (194 milioni) in Argentina, e all'adeguamento del prezzo relativo alla cessione di Celg Distribuição s.a. - Celg-D (23 milioni);
- i contributi straordinari di solidarietà si riferiscono al contributo rilevato, nel 2024, in Spagna per 138 milioni (208 milioni nel 2023) a seguito dell'introduzione della l. del 27 dicembre 2022 n. 38;

- costi per lavori interni capitalizzati, pari a 3.042 milioni, che diminuiscono di 343 milioni.

I risultati netti da contratti su *commodity* evidenziano un saldo positivo di 477 milioni, con un aumento di 3.443 milioni, e sono così composti:

- oneri netti su derivati su *commodity* pari complessivamente a 612 milioni (oneri netti per 2.429 milioni nel 2023). In particolare, sono stati rilevati oneri netti su derivati designati come strumenti di copertura per 332 milioni (oneri netti per 2.056 milioni nel 2023) e oneri netti su derivati al *fair value* a conto economico per 280 milioni (oneri netti per 373 milioni nel 2023);
- risultati netti positivi da valutazione al *fair value* a conto economico dei contratti di *commodity* energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio per 1.089 milioni (risultati netti negativi per 537 milioni nel 2023).

La variazione in aumento dei proventi netti, pari a 3.443 milioni, è ascrivibile prevalentemente ai risultati dei derivati per copertura prezzo su *commodity*, soprattutto per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Gli oneri finanziari netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo positivo di 1.697 milioni (nel 2023 si rilevavano oneri finanziari netti per 609 milioni).

Gli altri proventi finanziari, pari a 4.362 milioni (compresi 1.953 milioni di proventi da iperinflazione, in applicazione dello Ias 29), registrano una riduzione di 129 milioni. Tale variazione è prevalentemente riconducibile alla riduzione dei proventi relativi alle differenze positive di cambio per 487 milioni, soprattutto in Efi (472 milioni), parzialmente compensato dall'aumento dei proventi da iperinflazione per 378 milioni, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello Ias 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate.

Gli altri oneri finanziari, pari a 9.460 milioni (che comprendono per 1.632 milioni di oneri da iperinflazione, in applicazione dello Ias 29), evidenziano un aumento complessivo di 2.203 milioni, dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- all'incremento degli oneri da iperinflazione per 341 milioni, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello Ias 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate;
- all'incremento degli oneri relativi alle differenze negative di cambio per 1.944 milioni, che riguarda soprattutto Efi (1.102 milioni), Enel Américas (437 milioni) ed Enel Chile (385 milioni);
- alla diminuzione degli interessi passivi per 66 milioni, legata principalmente alla riduzione del debito medio del periodo.

La quota degli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto ammonta a 210 milioni, con un incremento di 169 milioni. Tale variazione è principalmente attribuibile a Sph (per 189 milioni), per l'adeguamento a zero del valore contabile della partecipazione a seguito della sottoscrizione di un accordo tra Enel Produzione ed Eph, tramite il quale quest'ultima, come previsto dalla *early call option*, ha acquistato il 50 per cento del capitale sociale di Sph che al 31 dicembre 2024 era detenuto da Enel Produzione.

Le imposte ammontano a 3.654 milioni, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 31 per cento, mentre le imposte del 2023 erano pari a 2.778 milioni, con un'incidenza del 37 per cento. Tale minore incidenza risente essenzialmente dei seguenti fenomeni:

- la rilevazione di imposte anticipate su annualità precedenti in Brasile legate alla non imponibilità dei proventi da rivalutazione di crediti fiscali (113 milioni);
- il maggior rilascio nel 2023 della fiscalità anticipata per la parte ritenuta non più recuperabile negli Stati Uniti, in Messico e in Perù (180 milioni nel 2023 e 91 milioni nel 2024).

Si segnala inoltre che nel 2024 sul *tax rate* effettivo hanno inciso la cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù e la cessione ad A2A delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.

Sul *tax rate* effettivo del 2023 ha inciso l'onere senza rilevanza fiscale emerso dalla cessione di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud.

9.3 Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo

Nel presente paragrafo i dati del conto economico e dello stato patrimoniale consolidato sono esposti sulla base di diverse classificazioni e aggregazioni che consentono di verificare, attraverso specifici indicatori di *performance*, l'andamento e i risultati della gestione aziendale nell'esercizio all'esame.

9.3.1 La gestione economica

Dalla tabella seguente, dove sono esposti i risultati operativi del Gruppo, emerge, in estrema sintesi, che:

- il margine operativo lordo (Ebitda), pari a 24.066 milioni, si incrementa di 3.811 milioni (+ 18,8 per cento);
- il risultato operativo (Ebit), pari a 15.494 milioni, si incrementa di 4.662 milioni (+ 43,0 per cento);
- il risultato prima delle imposte (Ebt), pari a 11.883 milioni, si incrementa di 4.467 milioni (+ 60,2 per cento).

Tabella 50 - Risultati operativi – Gruppo Enel

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var. % 2024/2023*
- Ricavi	78.947	95.565	-17,4
- Costi	55.358	72.344	-23,5
- Risultati netti da contratti su *commodity*	477	-2.966	-116,1
Margine operativo lordo (Ebitda)	***24.066***	***20.255***	***18,8***
- Ammortamenti e perdite di valore	8.572	9.423	-9,0
Risultato operativo (Ebit)	***15.494***	***10.832***	***43,0***
- Proventi finanziari	7.082	6.049	17,1
- Oneri finanziari	10.483	9.424	11,2
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	-3.401	-3.375	-0,8
- Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-210	-41	-412,2
Risultato prima delle imposte (Ebt)	***11.883***	***7.416***	***60,2***
- Imposte	3.654	2.778	31,5
Risultato delle continuing operation	***8.229***	***4.638***	***77,4***
Risultato delle discontinued operation	***0***	***-371***	***-***
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	***8.229***	***4.267***	***92,9***
Quota di interessenza del Gruppo	7.016	3.438	104,1
Quota di interessenza dei terzi	1.213	829	46,3

Fonte: Enel

Nella successiva tabella, invece, i dati relativi al margine operativo lordo (Mol) e al risultato operativo sono disaggregati per aree di attività.

Tabella 51- Riepilogo dei risultati economici per area di attività

(milioni di euro)

	2024			2023			Var. % 2024/2023		
	Ricavi e altri proventi	Mol	Risultato operativo	Ricavi e altri proventi	Mol	Risultato operativo	Ricavi e altri proventi %	Mol %	Risultato operativo %
Generazione termoelettrica e *trading*	24.276	3.168	2.320	40.190	3.067	2.180	- 39,6	3,3	6,4
Enel Green Power	12.217	6.627	4.514	11.620	5.178	2.042	5,1	28,0	121,1
Enel Grids	23.236	10.080	6.995	20.259	7.461	4.426	14,7	35,1	58,0
Mercati finali	41.861	4.702	2.432	52.119	5.158	3.042	- 19,7	- 8,8	- 20,1
Holding e Servizi	1.946	-511	-767	2.045	-609	-858	- 4,8	16,1	10,6
Elisioni e rettifiche	-24.589	0	0	-30.668	0	0	19,8	0	0
TOTALE	**78.947**	**24.066**	**15.494**	**95.565**	**20.255**	**10.832**	**-17,4**	**18,8**	**43,0**

Fonte: Enel

Le seguenti tabelle mostrano, infine, la suddivisione dei ricavi e dei costi per tipologia.

Tabella 52- Ricavi per tipologia

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. % 2024/2023
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa conguaglio settore elettrico e organismi assimilati	58.258	66.300	-12,1
Vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	6.439	8.051	-20,0
Vendita di *commodity* da contratti con consegna fisica (Ifrs 9)	3.265	10.383	-68,6
Plusvalenze da alienazione di società e *negative goodwill*	2.441	628	288,7
Altri servizi, vendite e proventi diversi	8.544	10.203	-16,3
Totale ricavi	**78.947**	**95.565**	**-17,4**

Fonte: Enel

Tabella 53 - Costi operativi per tipologia

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. % 2024/2023
Acquisto di energia elettrica	19.903	24.668	-19,3
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.652	6.385	-42,8
Combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali	6.834	15.324	-55,4
Materiali	2.446	2.747	-11,0
Costo del personale	4.938	5.030	- 1,8
Servizi e godimento beni di terzi	16.687	15.450	8,0
Oneri per certificati ambientali	1.449	2.603	-44,3
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	175	568	-69,2
Altri oneri per imposte e tasse	1.341	1.529	-12,3
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	4	404	-99,0
Contributi straordinari di solidarietà	138	208	-33,7
Altri costi operativi	833	813	2,5
Costi capitalizzati	-3.042	-3.385	10,1
Totale costi operativi	**55.358**	**72.344**	**-23,5**

Fonte: Enel

9.3.2 La gestione patrimoniale

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2024 è pari a 104.938 milioni, evidenziando una leggera riduzione (- 0,3 per cento) rispetto al periodo precedente, ed è coperto dal patrimonio netto di Gruppo e di terzi (pari a 49.171 milioni) per il 46,9 per cento (42,8 per cento nel 2023) e dall'indebitamento finanziario netto (pari a 55.767 milioni) per il 53,1 per cento (57,2 per cento nel 2023). Quest'ultimo, al 31 dicembre 2024, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,13 (1,33 al 31 dicembre 2023).

Tabella 54 – Sintesi della struttura patrimoniale – Gruppo Enel

(milioni di euro)

	2024	2023	*Var. % 2024/2023*
- Attività immobilizzate nette	122.126	118.282	3,2
- Capitale circolante netto	-9.079	-7.982	-13,7
Capitale investito lordo	***113.047***	***110.300***	***2,5***
- Fondi diversi	-8.374	-8.631	3,0
- Attività nette destinate alla vendita	265	3.603	-92,6
Capitale investito netto	***104.938***	***105.272***	***- 0,3***
- Patrimonio netto del Gruppo	33.731	31.755	6,2
- Patrimonio netto di terzi	15.440	13.354	15,6
Patrimonio netto complessivo	***49.171***	***45.109***	***9,0***
Indebitamento finanziario netto	**55.767**	**60.163**	***- 7,3***
Totale	**104.938**	**105.272**	**-0,3**

Fonte: Enel

9.3.3 La gestione finanziaria

I flussi finanziari dell'esercizio 2024 – come emerge dalla tabella sotto riportata – evidenziano il seguente andamento rispetto al precedente esercizio:

- la liquidità generata dalla gestione corrente (*cash flow* da attività operativa) è pari a 13.223 milioni, in diminuzione di 1.397 milioni rispetto al valore dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto;
- la liquidità impiegata in attività di investimento (*cash flow* da attività di investimento-disinvestimento) ha assorbito liquidità per 4.108 milioni, mentre nel 2023 ne aveva assorbita per 10.610 milioni. In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 11.010 milioni (13.563 milioni nel 2023), di cui 189 milioni riferiti al perimetro classificato come disponibile per la vendita, sono stati contabilizzati al lordo dei contributi ricevuti (1.135 milioni nel 2024, 413 milioni nel 2023);
- le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 5.622 milioni e si riferiscono prevalentemente:
  - alla cessione da parte di Egpna dell'intera quota detenuta in alcune società delle rinnovabili a fronte di un corrispettivo di 249 milioni al netto della cassa ceduta di 4 milioni;

- alla cessione della totalità delle partecipazioni detenute da Enel Perú nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú e Compañía Energética Veracruz a Niagara Energy per un corrispettivo totale di 1.100 milioni al netto della cassa ceduta di 98 milioni;
- alla cessione da parte di Enel Perú delle partecipazioni detenute nella società Enel Distribución Perú e nella società Enel X Perù a North Lima Power Grid Holding, a fronte di un corrispettivo totale di 2.865 milioni al netto della cassa ceduta di 15 milioni;
- alla cessione della partecipazione detenuta in alcune società statunitensi e canadesi operanti nella linea di *business* Enel X per un corrispettivo di 159 milioni al netto della cassa ceduta di 1 milione;
- alla cessione, da parte della controllata e-distribuzione ad A2A, del 90 per cento del capitale sociale di Duereti, per un corrispettivo di circa 1.229 milioni;

- la liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento del 2024, pari a 145 milioni, accoglie disinvestimenti minori in Italia, Iberia, Stati Uniti, Cile e Brasile mentre nel 2023 risultava pari a 474 milioni e si riferiva principalmente:
  - alla cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom s.a., per un corrispettivo complessivo di 26 milioni. L'operazione non ha comportato impatti a Conto economico;
  - alla cessione della partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt, per un corrispettivo di 83 milioni;
  - a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Iberia, Nord America e America Latina;
- la liquidità assorbita da attività di finanziamento (*cash flow* da attività di finanziamento) è pari a complessivi 7.989 milioni, mentre nell'esercizio 2023 ne aveva assorbita per 8.361 milioni. Il flusso dell'esercizio 2024 è sostanzialmente relativo:
  - alla variazione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 5.104 milioni;
  - al pagamento dei dividendi per 5.126 milioni, cui si aggiungono 246 milioni pagati a titolari di obbligazioni ibride perpetue;
  - alle emissioni di obbligazioni ibride per 889 milioni e al relativo rimborso per 297 milioni;
  - alla cessione da parte di Enel Italia a Sosteneo di una quota di minoranza del 49 per cento del capitale sociale detenuto in Enel Libra Flexsys per un corrispettivo di 1.095 milioni;
  - alla cessione a Masdar della quota del 49,99 per cento in Egpe Solar 1, società che detiene impianti fotovoltaici in Endesa per un corrispettivo di 849 milioni.

Nel 2024 il *cash flow* da attività di investimento pari a 4.108 milioni e il *cash flow* da attività di finanziamento pari a 7.989 milioni hanno in parte assorbito il *cash flow* da attività operativa, positivo per 13.223 milioni. La residua parte ha quindi determinato un incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, in aumento di 1.052 milioni (al netto dei 74 milioni connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro).

Tabella 55 - Sintesi della gestione finanziaria – Gruppo Enel

(*milioni di euro*)

	2024	2023	*Var. ass. 2024/2023*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio (1)	**7.143**	**11.543**	**-4.400**
Liquidità generata da gestione corrente (*cash flow* operativo)	13.223	14.620	-1.397
di cui *discontinued operation*	0	132	
Liquidità generata (impiegata) in attività di (investimento)/disinvestimento	-4.108	-10.610	6.502
di cui *discontinued operation*	0	-442	
Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-7.989	-8.361	372
di cui *discontinued operation*	0	-16	
Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	-74	-49	-25
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (2)	**8.195**	**7.143**	**1.052**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.801 milioni al 1° gennaio 2024 (11.041 milioni al 1° gennaio 2023), "Titoli a breve" pari a 81 milioni al 1° gennaio 2024 (78 milioni al 1° gennaio 2023), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 261 milioni al 1° gennaio 2024 (98 milioni al 1° gennaio 2023) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "*Discontinued operation*" pari a 326 milioni al 1° gennaio 2023.
(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.051 milioni al 31 dicembre 2024 (6.801 milioni al 31 dicembre 2023), "Titoli a breve" pari a 138 milioni al 31 dicembre 2024 (81 milioni al 31 dicembre 2023), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 6 milioni al 31 dicembre 2024 (261 milioni al 31 dicembre 2023).
Fonte: Enel

L'indebitamento finanziario netto, pari a 55.767 milioni al 31 dicembre 2024, registra una diminuzione di 4.396 milioni rispetto al 31 dicembre 2023.

Più specificamente, l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine (inclusa la quota a breve termine) è pari a 67.503 milioni, di cui 45.650 milioni relativi a finanziamenti sostenibili (68 per cento), e risulta costituito da:

- obbligazioni per 47.600 milioni, di cui 30.760 milioni relativi a obbligazioni sostenibili, in diminuzione di 2.742 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 per effetto dei rimborsi effettuati nel corso dell'anno che hanno più che compensato le variazioni negative di cambio e le seguenti nuove emissioni:
  - un *sustainability-linked bond multitranche* emesso da Efi per un valore totale di 1.750 milioni nel mese di gennaio 2024;

- un *sustainability-linked bond multitranche* emesso da Efi per un valore totale di 2.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.931 milioni al 31 dicembre 2024) nel mese di giugno 2024;
- finanziamenti bancari pari a 16.497 milioni, di cui 14.890 milioni relativi a finanziamenti sostenibili, in aumento di 5 milioni rispetto all'anno precedente;
- debiti verso altri finanziatori pari a 3.406 milioni, in aumento di 61 milioni rispetto all'anno precedente.

Tabella 56 - Indebitamento finanziario netto complessivo

(milioni di euro)

	2024	2023	Var. 2024/2023
A - *Indebitamento netto a lungo termine*	57.388	57.256	132
B - Indebitamento a breve termine	11.098	13.856	- 2.758
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	-12.719	-10.949	- 1.770
D - *Indebitamento netto a breve termine*	-1.621	2.907	- 4.528
Netto complessivo (A+D)	**55.767**	**60.163**	**- 4.396**

Fonte: Enel

L'indebitamento finanziario lordo a breve termine, che evidenzia una riduzione di 1.111 milioni rispetto al 31 dicembre 2023, è pari a 3.659 milioni ed è costituito da *commercial paper*, tutte legate a obiettivi di sostenibilità, pari a 2.406 milioni, *cash collateral* pari a 732 milioni, altri debiti finanziari a breve pari a 177 milioni e altri finanziamenti a breve verso banche pari a 344 milioni.
Le disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine, pari a 15.395 milioni, registrano un incremento di 609 milioni rispetto a fine 2023 dovuto principalmente alle maggiori disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve e ai maggiori crediti finanziari a breve, pari rispettivamente a 1.307 milioni e 213 milioni, in parte compensato dalla diminuzione dei crediti finanziari per *cash collateral*, pari a 917 milioni.
Nella tabella seguente viene evidenziato l'indebitamento lordo del Gruppo verso le banche e il mercato obbligazionario, pari a 71.162 milioni; esso è costituito prevalentemente da obbligazioni e finanziamenti a lungo termine, che rappresentano il 94,9 per cento dell'indebitamento lordo.
Il confronto tra gli esercizi 2024 e 2023 evidenzia una riduzione dell'indebitamento lordo, pari al 5,1 per cento, dovuta prevalentemente alla riduzione delle obbligazioni e dei *cash collateral*.

Tabella 57 - Indebitamento verso banche e mercato obbligazionario (debito lordo)

(milioni di euro)

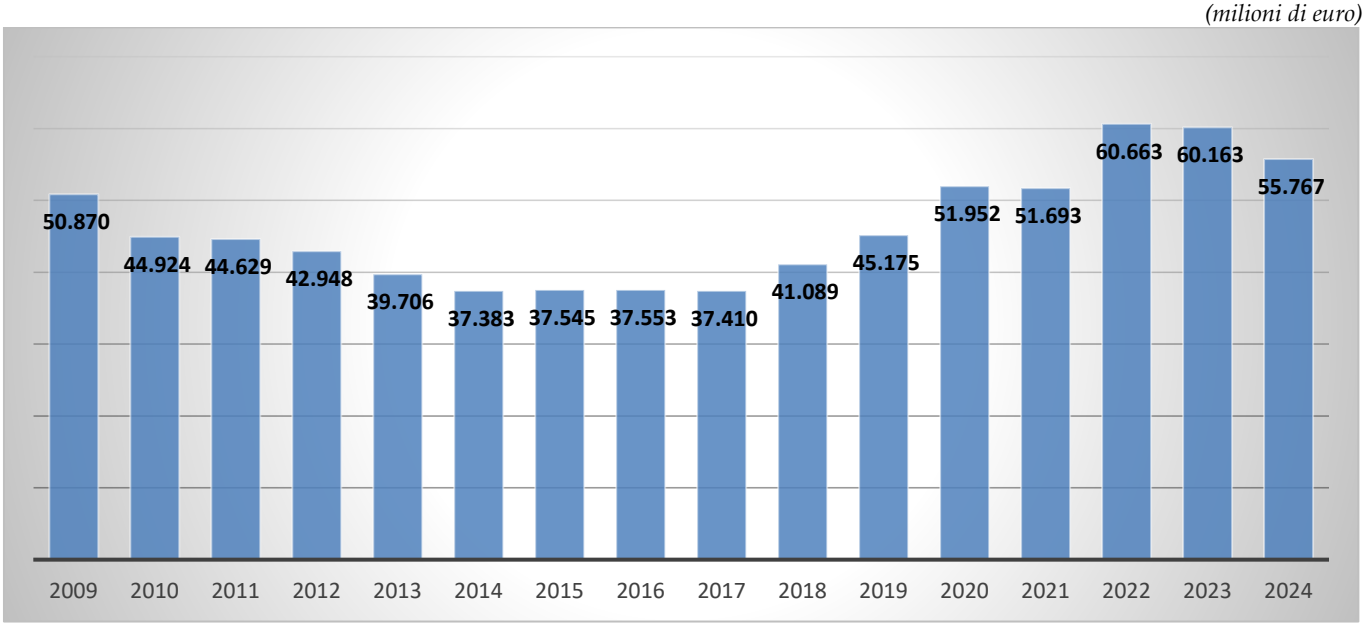
	2024	2023	Var % 2024/2023
Obbligazioni *preference share* e finanziamenti bancari e non bancari a lungo termine (inclusivi delle quote a breve termine)	67.503	70.179	- 3,8
Finanziamento a breve termine *vs* sistema bancario ed emissione *commercial paper*	3.659	4.770	- 23,3
Totale	**71.162**	**74.949**	**- 5,1**

Fonte: Enel

Il grafico che segue espone il *trend* dell'indebitamento finanziario netto dall'esercizio 2009 all'esercizio 2024 compreso.

Grafico 4 - Andamento dell'indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)



Fonte: Enel

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo è diminuito di 4.396 milioni rispetto al 2023 (- 7,3 per cento); nel 2024 il rapporto tra indebitamento finanziario netto ed Ebitda ordinario di Gruppo (*Net debt to Ebitda ratio*) è pari a 2,4x. Tale rapporto, considerato uno dei principali indicatori di misurazione del livello di sostenibilità del debito, migliora rispetto al 2,7x riportato nel precedente esercizio. Il rapporto tra indebitamento finanziario netto ed *equity* (*Net debt to equity ratio*) risulta, invece, pari a 1,13, a fronte dell'1,33 del precedente esercizio.

Nell'andamento del 2024 rilevano in particolare i flussi di cassa generati dall'attività operativa (13.223 milioni), dalle operazioni di cessione di talune partecipazioni rientranti nel piano di

dismissione del Gruppo (per complessivi 5.622 milioni riferibili essenzialmente alla vendita delle società in Perù e alla cessione delle attività di distribuzione relative ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia) e dagli effetti derivanti dall'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui (889 milioni), che hanno sostanzialmente compensato il fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (10.821 milioni) e dal pagamento di dividendi (5.126 milioni, cui si aggiungono 246 milioni di *coupon* pagati a titolari di obbligazioni ibride).

La flessione dell'indebitamento finanziario netto prosegue anche nel 2024, a conferma della stabilizzazione del *trend* avviato nel 2023. Nella valutazione del fenomeno è da considerare positivamente anche il miglioramento dei rapporti *Net debt to Ebitda* e *Net debt to equity*.

Questa Corte prende atto della prosecuzione del percorso positivo avviato nel 2023 e ribadisce la necessità di mantenere misure volte al contenimento dell'indebitamento finanziario netto, pur proseguendo nei programmi di investimento in base a criteri di prudenza per preservare la sostenibilità di lungo periodo.

9.4 Investimenti

Nel 2024, gli investimenti diminuiscono di 1.893 milioni rispetto all'esercizio precedente.

In linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, gli investimenti del Gruppo si concentrano soprattutto nelle reti (5.868 milioni, 54 per cento del totale) e nelle energie rinnovabili (3.133 milioni, 29 per cento del totale), in linea con le assunzioni del Piano Strategico del Gruppo.

Gli investimenti sulle reti sono volti a garantire l'affidabilità e la qualità del servizio attraverso reti efficienti, resilienti e digitali e aumentano di 588 milioni, prevalentemente in Italia (446 milioni), Argentina (76 milioni), Brasile (54 milioni), Colombia (32 milioni) e Spagna (16 milioni).

Per quanto riguarda le energie rinnovabili, la diminuzione, prevalentemente riconducibile alla riallocazione e razionalizzazione degli investimenti, riguarda soprattutto le attività in Italia (709 milioni), principalmente per il sostanziale completamento di alcuni progetti in sistemi di accumulo di energia a batteria (Bess), Brasile (536 milioni), Spagna (359 milioni), Cile (253 milioni), Nord America (185 milioni) e Colombia (134 milioni).

Gli investimenti della linea di *business* Mercati finali diminuiscono di 167 milioni e riguardano il *business* di Enel X, prevalentemente in Italia, Brasile e Nord America, parzialmente compensati

dai maggiori investimenti nel *retail* in Italia e Spagna nell'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.

Gli investimenti nell'ambito della Generazione termoelettrica e *Trading* diminuiscono di 88 milioni, soprattutto in Italia.

Tabella 58 - Investimenti

(*milioni di euro*)

	2024	2023	Var. ass. 2024/2023	Var. %
Generazione termoelettrica e *trading*	673	761	-88	-11,6
Enel Green Power	3.133	5.345	-2.212	-41,4
Enel Grids	5.868	5.280	588	11,1
Mercati finali	971	1.138	-167	-14,7
Holding e Servizi	176	190	-14	-7,4
Totale (1)	**10.821**	**12.714**	**-1.893**	**14,9**

(1) Il dato non include 189 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (849 milioni nel 2023).
Fonte: Enel

Si segnala altresì che l'83,8 per cento della spesa in conto capitale (*Capex*) nel 2024 è riferito alle attività di *business* allineate alla tassonomia dell'Ue, rispetto all'84,8 per cento nel 2023 e risulta in lieve riduzione principalmente per due fenomeni: i minori investimenti in termini assoluti (in particolare nel settore delle energie rinnovabili per le ragioni sopra esposte) e un lieve aumento nell'incidenza di investimenti in attività non ammissibili rispetto agli investimenti complessivi (in particolare nel settore *retail*, in relazione all'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela).

Si fornisce di seguito il dettaglio degli investimenti per singola linea di *business*:

- **Generazione termoelettrica e *trading***

Gli investimenti del 2024 si riducono di 88 milioni e riguardano principalmente la riconversione degli impianti nell'ambito dei progetti di transizione energetica.

Tabella 59 - Investimenti generazione termoelettrica e *trading*

(*milioni di euro*)

	2024	2023	Var. ass. 2024/2023	Var. %
Italia	**269**	**394**	**-125**	**-31,7**
Iberia	**314**	**306**	**8**	**2,6**
Resto del mondo	**90**	**61**	**29**	**47,5**
Brasile	-	1	-1	-
Cile	76	39	37	94,9
Colombia e Centro America	12	9	3	33,3
Messico	1	3	-2	-66,7
Stati Uniti e Canda	1	1	-	-
Resto del Mondo – Altri Paesi	-	8	-8	-
Totale	**673(1)**	**761(2)**	**-88**	**-11,6**

(1) Il dato non include 13 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*".
(2) Il dato non include 14 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*".
Fonte: Enel

- **Enel Green Power**

Gli investimenti del 2024 registrano una riduzione di 2.212 milioni rispetto al valore rilevato nell'esercizio precedente. In specifico, tale variazione è attribuibile:

- a minori investimenti nei Paesi dell'area "Resto del mondo", in particolare in impianti eolici e solari in Brasile e in impianti solari in Cile, Colombia e negli Stati Uniti, per riflettere la strategia di razionalizzazione nell'allocazione degli investimenti;
- al sostanziale completamento di alcuni progetti in sistemi di accumulo di energia a batteria (Bess) in Italia;
- alla riduzione degli investimenti in impianti solari in Spagna.

Tabella 60 - Investimenti Enel Green Power

(*milioni di euro*)

	2024	2023	Var. ass. 2024/2023	Var. %
Italia	**936**	**1.645**	**-709**	**-43,1**
Iberia	**423**	**782**	**-359**	**-45,9**
Resto del mondo	**1.761**	**2.899**	**-1.138**	**-39,3**
Brasile	409	945	-536	-56,7
Cile	328	581	-253	-43,5
Colombia e Centro America	178	335	-157	-46,9
Messico	26	21	5	23,8
Stati Uniti e Canada	817	1.002	-185	-18,5
Resto del Mondo – Altri Paesi	3	15	-12	-80,0
- di cui Perù	*-*	*5*	*-5*	*-*
- di cui Europa e Africa	*1*	*3*	*-2*	*-66,7*
- di cui Asia e Oceania	*2*	*7*	*-5*	*-71,4*
Altro	**13**	**19**	**-6**	**-31,6**
Totale	**3.133(1)**	**5.345(2)**	**-2.212**	**-41,4**

(1) Il dato non include 100 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*". di cui 91 milioni sono riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3Sun, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "*held-for-use*" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'Ifrs 5.
(2) Il dato non include 565 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*".
Fonte: Enel

- **Enel Grids**

Nel corso dell'anno, il Gruppo ha effettuato significativi investimenti nelle reti, a testimonianza del costante impegno nell'incrementare l'efficienza operativa e la resilienza delle infrastrutture. Questi investimenti rappresentano una componente fondamentale della strategia di lungo termine, volta a garantire la continuità e l'affidabilità del servizio, nonché ad affrontare le sfide poste dall'evoluzione del mercato energetico e dal cambiamento climatico.

In particolare, gli investimenti nelle attività di distribuzione aumentano di 588 milioni, dei quali 446 milioni in Italia, in linea con le assunzioni del Piano. In valore assoluto, oltre all'Italia, si segnalano investimenti in Spagna e Brasile per 1.769 milioni.

Tabella 61 – Investimenti Enel Grids

(*milioni di euro*)

	2024	2023	Var. 2024/2023	Var. %
Italia	**3.530**	**3.084**	**446**	**14,5**
Iberia	**901**	**885**	**16**	**1,8**
Resto del mondo	**1.437**	**1.287**	**150**	**11,7**
Argentina	179	103	76	73,8
Brasile	868	814	54	6,6
Cile	120	111	9	8,1
Colombia e Centro America	270	238	32	13,4
Resto del Mondo – Altri Paesi	-	21	-21	-
- di cui Perù	-	*21*	*-21*	-
Altro	**-**	**24**	**-24**	**-**
Totale	**5.868(1)**	**5.280(2)**	**588**	**11,1**

(1) Il dato non include 62 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" e relative alle attività in Perù fino al perfezionamento della cessione.
(2) Il dato non include 233 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*" e relativi alle attività in Perù e Romania.
Fonte: Enel

- **Mercati finali**

Gli investimenti della linea di *business* Mercati finali sono diminuiti di 167 milioni e hanno riguardato il *business* di Enel X, prevalentemente in Italia, Brasile e Stati Uniti, parzialmente compensati dai maggiori investimenti rilevati nel *retail* in Italia e Spagna nell'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.

Tabella 62 - Investimenti Mercati finali

(*milioni di euro*)

	2024	2023	Var. 2024/2023	Var. %
Italia	**549**	**566**	**-17**	**-3,0**
Iberia	**324**	**311**	**13**	**4,2**
Resto del mondo	**48**	**164**	**-116**	**-70,7**
Brasile	7	50	-43	-86,0
Cile	4	6	-2	-33,3
Colombia e Centro America	18	23	-5	-21,7
Messico	-	1	-1	-
Stati Uniti e Canada	16	68	-52	-76,5
Resto del Mondo – Altri Paesi	3	16	-13	-81,3
- di cui Perù	-	*5*	*-5*	-
- di cui Europa e Africa	-	2	-2	-
- di cui Asia e Oceania	*3*	*9*	*-6*	*-66,7*
Altro	**50**	**97**	**-47**	**-48,5**
Totale	**971(1)**	**1.138(2)**	**-167**	**-14,7**

(1) Il dato non include 14 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*".
(2) Il dato non include 34 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*".
Fonte: Enel

- ***Holding* e Servizi**

La riduzione degli investimenti nel 2024 è riconducibile prevalentemente ai maggiori costi sostenuti nel 2023 per la ristrutturazione della sede principale del Gruppo in Italia.

Tabella 63 - Investimenti *Holding* e Servizi

(*milioni di euro*)

	2024	2023	Var. ass. 2024/2023	Var. %
Italia	**47**	**74**	**-27**	**-36,5**
Iberia	**17**	**21**	**-4**	**-19**
Resto del mondo	**14**	**8**	**6**	**75**
Brasile	2	1	1	-
Cile	12	7	5	71,4
Altro	**98**	**87**	**11**	**12,6**
Totale	**176**	**190(1)**	**-14**	**-7,4**

(1) Il dato non include 3 milioni riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "*discontinued operation*".
Fonte: Enel

10. CONCLUSIONI

Il Gruppo Enel è uno dei principali operatori elettrici in Europa per capacità installata e numero di clienti. *Leader* del mercato dell'energia elettrica in Italia, detiene anche un ruolo significativo nella vendita al dettaglio di gas naturale. In Spagna, l'azienda mantiene posizioni di primo piano sia nel comparto elettrico sia in quello del gas.

Nel 2024, il settore energetico mondiale ha superato le difficoltà degli anni precedenti. In Europa, la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta rapidamente, l'uso dei combustibili fossili è diminuito e i prezzi dell'elettricità sono calati. Restano ancora da completare le iniziative legate alle infrastrutture e reti elettriche ancora migliorabili.

Nel 2024, i prezzi del gas hanno mantenuto una sostanziale stabilità, contribuendo a ridurre i costi dell'elettricità e di molti beni di consumo. Il TTF si è attestato in media intorno ai 34-35 €/MWh, mentre per i consumatori domestici si sono registrati ulteriori cali tariffari rispetto all'anno precedente. La domanda di gas è proseguita in diminuzione, sostenuta da interventi di efficientamento energetico e dalla crescente adozione di fonti rinnovabili e alternative.

Prosegue la transizione verso le energie rinnovabili con l'obiettivo di raggiungere il 42,5 per cento del consumo totale di energia entro il 2030. Nel 2024, in Europa le energie rinnovabili hanno raggiunto circa il 47 per cento della produzione elettrica, superando per la prima volta in alcuni Paesi la metà del *mix* energetico nei mesi primaverili ed estivi.

Continua, quindi, la spinta a realizzare rilevanti investimenti in energie rinnovabili, nella modernizzazione delle reti e nell'innovazione tecnologica; in tale contesto, Enel ha tenuto un approccio più selettivo negli investimenti per ridurre i rischi e migliorare le prestazioni.

Nel 2024 è terminato in Italia il mercato tutelato dell'energia. I clienti che non avevano ancora esercitato tale opzione sono usciti dal mercato tutelato, con tariffe di libero mercato. Il decreto-legge n. 57 del 2023 ha previsto tutele per i vulnerabili, ma restano timori per l'esposizione all'andamento dei prezzi.

Con la fine del mercato tutelato Enel ha dovuto realizzare adattamenti strategici, mirati a stabilizzare il portafoglio clienti attraverso i meccanismi di transizione graduale al mercato libero istituiti dall'autorità e le strategie commerciali necessarie per gestire la crescente competitività del settore.

A seguito dell'espletamento delle gare Arera per il passaggio dal mercato regolato al mercato libero il portafoglio clienti in Italia nel 2024 si è ridotto di circa 4 milioni di clienti.

I cambiamenti avvenuti nel 2023 nell'ambito del Gruppo con il rinnovo del Consiglio di amministrazione e la nomina di un nuovo Presidente e dell'Amministratore delegato hanno comportato il rinnovo della strategia aziendale con l'avvio di modifiche organizzative con l'obiettivo di ottenere maggiore efficienza operativa e finanziaria.

Nel 2024 è proseguito il percorso di semplificazione organizzativa del Gruppo, volto a rendere più rapido il processo decisionale, migliorare il modello operativo e rafforzare il controllo sui processi principali. È stata avviata una riorganizzazione per superare il precedente assetto a matrice con doppio riporto, riducendo la complessità e potenziando il presidio sui paesi e sulle linee di *business* globali. Il nuovo modello ha dato alle direzioni di *staff* maggiore flessibilità nell'integrare attività, ottimizzare l'uso delle risorse e cogliere opportunità di efficientamento, mentre le direzioni globali hanno potuto concentrarsi sulle attività *core*. La semplificazione decisionale è stata accompagnata da una maggiore responsabilizzazione delle singole direzioni sui processi di competenza e sugli obiettivi, nonché da una più chiara definizione dei processi della capogruppo, per rafforzarne il ruolo di indirizzo e coordinamento. Tra le principali novità, spiccano l'integrazione in America Latina della gestione dei clienti del mercato regolato nelle strutture locali di Enel Grids e la concentrazione, in Enel X, della gestione di tutti i clienti, sia di *commodity* che di beni e servizi.

La struttura organizzativa del Gruppo Enel è stata semplificata per una maggiore focalizzazione strategica, e si articola in quattro Divisioni globali, tre aree geografiche (due paesi e una regione), una Funzione globale di servizio e sette Funzioni di *Holding*.

Il Piano strategico del Gruppo relativo al periodo 2025-2027 mira a sostenere lo scenario della progressiva elettrificazione dei consumi che comporta la ridefinizione dei mercati elettrici e dei quadri regolatori, in modo da remunerare adeguatamente gli investimenti e favorire lo sviluppo di rinnovabili e infrastrutture di rete. In questo contesto, le linee strategiche del Gruppo sono basate su tre pilastri strategici: redditività, flessibilità e resilienza, puntando su un'allocazione selettiva del capitale e una gestione ottimale del rischio. L'efficienza ed efficacia, vengono perseguite con processi e attività ottimizzati e soluzioni innovative per valorizzare gli *asset*; sostenibilità finanziaria e ambientale, per mantenere una struttura solida, sostenere la crescita e affrontare le sfide poste dal cambiamento climatico.

Prosegue, quindi, la razionalizzazione della struttura con l'uscita da *business* e aree geografiche non strategiche, concentrandosi sui Paesi con forte presenza e integrazione lungo la catena del valore. Parallelamente si conferma l'impegno per sostenibilità finanziaria, transizione energetica, elettrificazione e modernizzazione delle reti, anche grazie ai fondi PNRR.

La società contribuisce allo sviluppo di progetti del PNRR legati all'incremento della capacità rinnovabile, alla digitalizzazione e resilienza delle reti, e all'elettrificazione degli usi finali, promuovendo sostenibilità ed economia circolare. Il Gruppo Enel, alla data della presente relazione, si qualifica come soggetto attuatore di progetti relativi a circa 4,1 miliardi di euro di contributi, la quasi totalità dei progetti risulta avviato, con lavori in corso.

Numerosi progetti concernono il miglioramento delle reti di distribuzione in chiave *smart grid* e per aumentarne la resilienza agli eventi atmosferici estremi. Le società del gruppo hanno partecipato a due bandi per un totale di circa 4 miliardi di euro, ottenendo 3.203 milioni per 13 progetti *smart grid* e 275 milioni per 11 progetti di resilienza. Nel 2024, grazie alla revisione del PNRR e ai fondi REPowerEU, Enel ha ricevuto ulteriori 56,8 milioni per completare progetti *smart grid* in Lazio e Calabria e 25 milioni per finanziare interventi di resilienza precedentemente ammessi ma non coperti da fondi. Tutti i progetti sono avviati, salvo quelli finanziati nel 2024, attualmente in fase di pianificazione. Nel 2025 Enel si è aggiudicata ulteriori risorse pari a circa 367 milioni per nuove iniziative *smart grid* al centro/nord e nel Mezzogiorno nell'ambito dei fondi REPowerEU.

Nel 2024 la produzione netta di Enel in Italia risulta in diminuzione per quasi 8 TWh, in quanto la forte riduzione della produzione termoelettrica, per circa 11 TWh, risulta soltanto in parte compensata dalla crescita della produzione idroelettrica, pari a circa 3,3 TWh, con una produzione sostanzialmente stabile delle altre fonti rinnovabili.

Nel 2024 le vendite nel mercato regolato sono calate per il passaggio dei clienti al mercato libero a seguito delle gare Arera, mentre nel mercato libero il calo è legato ai minori volumi venduti ai clienti *business*.

Gli acquisti di energia diminuiscono sensibilmente rispetto all'anno precedente per effetto della contrazione degli acquisti di Enel Produzione s.p.a. Le vendite all'ingrosso risultano in diminuzione rispetto all'anno precedente, a causa della minore liquidità sul mercato derivante della riduzione dei prezzi, che ha avuto impatti su tutti i principali mercati *power* europei.

In Italia la domanda di gas è stabile e quella elettrica cresce del 2,2 per cento, tuttavia i prezzi elettrici sono in calo del -15 per cento (108,4 €/MWh), per la diminuzione del prezzo del gas e maggiore impiego di energie rinnovabili.

In Italia il risultato operativo registra un incremento principalmente riconducibile alla maggiore produzione di energia rinnovabile, in particolare da fonte idroelettrica e solare, nonché alla rilevazione di un provento di 989 milioni relativo alla cessione ad A2A s.p.a. del 90 per cento del capitale sociale di Duereti s.r.l., società proprietaria delle attività di distribuzione di energia elettrica di alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.

La diminuzione dei ricavi è da ricondurre principalmente alla riduzione dei prezzi delle *commodity* energetiche combinata alle minori quantità di energia prodotte da fonte termoelettrica e di gas intermediate, solo parzialmente compensata dai maggiori volumi di energia elettrica prodotti e venduti da fonte rinnovabile.

Nel secondo Paese d'interesse del gruppo, la Spagna, la domanda di gas ha registrato una contrazione dell'8,1 per cento, riflettendo una maggiore incidenza delle rinnovabili nella generazione elettrica e una domanda industriale ancora debole. La domanda di elettricità è tornata a crescere, ma l'incremento è stato modesto (+ 0,7 per cento), dovuto in particolare alla crescita dell'attività economica. I prezzi dell'elettricità hanno continuato a scendere, sostenuti dal calo dei prezzi del gas e dalla crescente penetrazione delle rinnovabili; in Spagna il prezzo medio *baseload* ha raggiunto 62,9 €/MWh (- 28 per cento).

In Spagna i ricavi si riducono di 4.132 milioni (- 16,2 per cento), soprattutto per la riduzione dei volumi di energia elettrica e gas venduti, accompagnata da un ribasso dei prezzi medi di vendita rispetto al 2023, in linea con la progressiva stabilizzazione dei mercati energetici europei.

I costi, in particolare per l'acquisto di "Energia elettrica", "Gas" e "Altri combustibili", si riducono prevalentemente per effetto dei minori volumi acquistati a prezzi medi decrescenti rispetto al precedente esercizio.

In Spagna il risultato operativo risente dei migliori risultati netti da contratti su *commodity* che, nel corso del 2024, registrano un miglioramento di 2.263 milioni rispetto all'esercizio precedente, in larga parte per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato nonché dei maggiori margini ottenuti sul mercato libero, grazie alla sopra menzionata riduzione dei costi di approvvigionamento.

Nel 2024 il personale del Gruppo Enel è diminuito di 696 unità rispetto al 2023 (- 1,1 per cento). La riduzione è dovuta principalmente al cambiamento del perimetro operativo, legato a cessioni e acquisizioni societarie (- 1.261 unità). Questo calo è stato in parte compensato dal saldo positivo tra assunzioni (4.855) e cessazioni (4.290) nello stesso anno. Nel periodo 2022-2024 l'organico complessivo si è ridotto di 4.765 unità (- 7,3 per cento).

Enel ha confermato il suo impegno per la salute e sicurezza dei lavoratori, avviando un piano di azioni correttive per la revisione di alcune *policy* e regole di ingaggio dei fornitori e ha orientato le ispezioni sul campo verso un approccio "*data driven*" al fine di migliorare le *performance safety*. Nel 2024, come nel 2023, il perimetro del Gruppo Enel si è ridotto e le attività di costruzione sono diminuite, in seguito alla finalizzazione di determinati cantieri, con un calo dell'11,5 per cento delle ore lavorate. Le misure preventive adottate hanno permesso di ridurre del 17 per cento gli infortuni con assenza dal lavoro (LTI) e del 6,7 per cento il totale degli infortuni registrati (TRI). Il numero di infortuni gravi è rimasto stabile (40 casi), ma gli eventi gravi sono scesi del 27 per cento rispetto al 2023. Un incidente occorso presso una centrale a Bargi ha causato 7 decessi (1 dipendente Enel e 6 lavoratori di imprese appaltatrici), oltre a 2 casi di danni permanenti ("*life changing*"), 4 incidenti ad alto potenziale ("*high potential*") e 1 ferito lieve. Di conseguenza, gli infortuni fatali sono aumentati a 14, mentre gli altri incidenti gravi (*high potential* e *life changing*) sono calati a 26.

A seguito dell'incidente di Bargi, Enel ha collaborato con le autorità nei soccorsi, e continua a collaborare con le medesime per la ricostruzione dell'evento, le cui cause sono ancora in corso di accertamento da parte della Procura della Repubblica di Bologna. Ha altresì assistito le famiglie delle vittime.

Il Gruppo Enel è parte in vari procedimenti arbitrali, civili, amministrativi e fiscali connessi al normale svolgimento delle attività, i quali possono generare passività anche significative. La stima e la classificazione del rischio di tali passività — come remoto, possibile o probabile — e il relativo trattamento contabile in bilancio avvengono secondo i principi contabili internazionali, attraverso un processo articolato che si avvale delle valutazioni di legali interni ed esterni.

Il fondo "contenzioso legale", incluso nei fondi rischi e oneri, è destinato a coprire le passività derivanti da procedimenti giudiziari e altre controversie, comprendendo sia le stime per le

nuove cause sia gli aggiornamenti su quelle pregresse. Al 2024 il fondo ammonta a 696 milioni di euro, in lieve calo rispetto ai 702 milioni del 2023. La relazione fornisce inoltre aggiornamenti sui procedimenti più rilevanti che coinvolgono Enel, in Italia e all'estero.

A giugno 2024, l'agenzia Moody's ha aggiornato l'*outlook* di Enel da "negativo" a "stabile", grazie alla *performance* finanziaria del 2023 e del primo trimestre 2024. Questi risultati, in linea con gli obiettivi del piano strategico, confermano il progressivo rafforzamento del profilo finanziario del Gruppo. Il miglioramento riflette anche il positivo avanzamento del programma di dismissioni previsto entro il 2024 e il rafforzamento del profilo di rischio del *business* nel corso del Piano.

Nel 2024 Enel s.p.a., in qualità di *holding* industriale, ha proseguito nel sostegno ai programmi e alle iniziative delle società operative, orientati al conseguimento degli obiettivi di Gruppo. I risultati evidenziano una sostanziale stabilità della *performance*.

In particolare, dai dati di sintesi del bilancio di esercizio si rilevano i seguenti risultati economici di Enel nel 2024: l'utile netto dell'esercizio, pari a 2.598 milioni, è in diminuzione di 434 milioni rispetto all'esercizio precedente. Tale risultato è da ricondurre essenzialmente alle maggiori rettifiche di valore delle partecipazioni, in parte compensate dall'incremento dei proventi da partecipazioni.

Le *imposte* sul reddito dell'esercizio, positive per 144 milioni, sono dovute principalmente alla riduzione della base imponibile Ires rispetto al risultato civilistico *ante* imposte, in seguito all'esclusione del 95 per cento dei dividendi percepiti dalle società controllate e alla deducibilità degli interessi passivi di Enel in capo al consolidato fiscale di Gruppo, come previsto dalle disposizioni in materia di Ires (art. 96 del Tuir).

Nel 2024 il margine operativo lordo di Enel s.p.a. è risultato negativo per 216 milioni di euro, in lieve miglioramento rispetto al valore del 2023, pari a - 221 milioni, dovuto al bilanciamento tra costi e ricavi operativi. Il risultato operativo ha invece registrato una variazione negativa, attestandosi a - 3.801 milioni di euro contro i - 940 milioni dell'anno precedente, con un aumento della perdita che si eleva a 2.861 milioni, principalmente dovuto ad ammortamenti e *impairment*.

L'utile netto d'esercizio si è attestato a 2.598 milioni di euro, in calo del 14,3 per cento rispetto ai 3.032 milioni del 2023, ossia 434 milioni in meno. Tale flessione è riconducibile soprattutto alle rettifiche di valore sulle partecipazioni, solo in parte compensate dai proventi derivanti dalle stesse partecipazioni.

La situazione patrimoniale al termine del 2024 evidenzia un patrimonio netto in riduzione del 4 per cento rispetto all'esercizio 2023, attestandosi a 36.386 milioni.

Tale andamento è stato principalmente influenzato da tre fattori: una diminuzione di 2.439 milioni del valore delle partecipazioni in imprese controllate, una movimentazione negativa di 53 milioni relativa alle attività materiali e immateriali (per effetto del saldo tra ammortamenti e investimenti dell'esercizio) e un incremento di 51 milioni della voce "Altre attività/(passività) non correnti nette", legato soprattutto alla riduzione del valore dei contratti derivati attivi e passivi non correnti, nonché alla diminuzione di altre attività non correnti e delle altre attività finanziarie non correnti.

Il capitale circolante netto, pur rimanendo negativo per 2.194 milioni, migliora di 479 milioni rispetto al 31 dicembre 2023. Tale variazione positiva deriva principalmente dal saldo negativo della voce "Altre attività/(passività) correnti nette" per 446 milioni, dall'aumento dei crediti commerciali per 30 milioni (quasi interamente verso società del Gruppo) e dalla riduzione dei debiti commerciali per 3 milioni.

Nel 2024 il valore complessivo delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e altre società è diminuito di 2.439 milioni, principalmente per effetto di adeguamenti del valore delle stesse, come di seguito dettagliato. Le rettifiche di valore hanno riguardato la partecipazione in Efi per 862 milioni, a seguito della distribuzione di 4.300 milioni di riserve di capitale ai soci, e la partecipazione in Enel Holding Finance per 2.587 milioni, dopo la distribuzione di 3.225 milioni di riserve di capitale a favore di Enel; inoltre è stato registrato un decremento di 47 milioni per la partecipazione in Enel Reinsurance. Tra le operazioni di segno opposto, si segnala il versamento in conto capitale di 1.050 milioni a Enel North America Inc. per ottimizzarne la struttura finanziaria, l'aumento di 1 milione della valutazione al *fair value* di Empresa Propietaria de la Red s.a. e l'incremento di 6 milioni del valore delle partecipazioni legato al piano di incentivazione di lungo termine, come previsto dall'Ifrs 2.

I risultati economici conseguiti nel 2024 dal Gruppo Enel, in raffronto con quelli risultanti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio 2023, sono complessivamente positivi.

Il risultato operativo del 2024 ammonta a 15.494 milioni e aumenta di 4.662 milioni rispetto al 2023 (10.832 milioni) tenuto conto di minori ammortamenti e *impairment* per 851 milioni.

Il risultato prima delle imposte ammonta a 11.883 milioni (7.416 milioni nel 2023) e, pertanto, si incrementa di 4.467 milioni rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato netto complessivo (Gruppo e terzi) è pari a 8.229 milioni, in aumento di 3.962 milioni rispetto all'esercizio precedente, mentre quello di pertinenza del Gruppo, pari a 7.016 milioni, risulta superiore di 3.578 milioni rispetto a quello dell'esercizio 2023.

Nel 2024 i ricavi complessivi si attestano a 78.947 milioni, in calo di 16.618 milioni (-17,39 per cento) rispetto all'anno precedente, e sono composti da ricavi delle vendite e delle prestazioni e da altri proventi. I ricavi delle vendite e prestazioni, pari a 73.914 milioni, derivano in gran parte dalla vendita di energia elettrica (43.478 milioni), in diminuzione di 8.987 milioni per effetto della contrazione dei volumi e del calo dei prezzi, soprattutto in Italia e Spagna, parzialmente compensata dall'aumento dei ricavi da trasporto energia. I ricavi da vendita di gas ammontano a 5.875 milioni, in calo di 2.108 milioni rispetto al 2023, per effetto della riduzione sia delle quantità vendute e intermediarie sia dei prezzi medi, soprattutto in Spagna (-1.091 milioni) e in Italia (-1.011 milioni). Anche in questo caso si registra un parziale recupero grazie ai maggiori ricavi da trasporto gas (+497 milioni), derivanti dal ripristino degli oneri di sistema in Italia.

La voce relativa alle vendite di combustibili si attesta a 1.578 milioni, con una flessione di 1.880 milioni dovuta al calo dei volumi e dei prezzi di vendita del gas, in particolare nei mercati spagnolo e italiano.

Infine, i ricavi da vendite di *commodity* da contratti con consegna fisica e i risultati delle relative valutazioni al *fair value* dei contratti chiusi nel periodo ammontano a 3.265 milioni, in diminuzione di 7.118 milioni. Tale variazione negativa riguarda prevalentemente la *commodity* gas ed è riconducibile sia alla riduzione dei prezzi sia al minor volume delle operazioni intermediate.

A fine esercizio, il patrimonio netto del Gruppo ammonta a 33.731 milioni, in crescita di 1.976 milioni rispetto al 2023, mentre il patrimonio netto complessivo, inclusivo delle interessenze di terzi, raggiunge 49.171 milioni (+ 4.062 milioni). Tra le voci evidenziate nelle passività dello stato patrimoniale consolidato diminuiscono in maniera rilevante i finanziamenti, i debiti commerciali e le passività connesse ai derivati finanziari correnti e non correnti, mentre risultano leggermente in aumento i fondi rischi e oneri e le passività derivanti da contratti con i clienti.

Il capitale sociale di Enel è pari a 10.166.679.946 euro, interamente sottoscritto e versato, suddiviso in azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

La voce "altre riserve", pari a 5.651 milioni, riflette principalmente componenti positive come la riserva per sovrapprezzo azioni (7.496 milioni), la riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue (7.145 milioni) e la riserva legale (2.034 milioni), a fronte di elementi negativi quali la riserva per conversione dei bilanci in valuta estera (- 6.352 milioni), la riserva da valutazione strumenti finanziari di *cash flow hedge* (- 2.228 milioni) e altre riserve per complessivi oltre - 2.444 milioni.

In positivo hanno pesato alcune riduzioni sul fronte passivo: in particolare quella dei debiti verso clienti, dovuta al calo dei depositi cauzionali in Italia per la diminuzione della clientela, anche se parzialmente compensata dall'aumento dei crediti commerciali legato al ripristino degli oneri di sistema. Un effetto favorevole è arrivato inoltre dalla riduzione dei debiti verso operatori istituzionali, soprattutto in Italia e in Spagna, mentre solo in parte si è registrato un incremento per effetto degli adeguamenti tariffari Arera. Infine, ha inciso positivamente anche la riduzione dei debiti per derivati su *commodity* energetiche a breve termine.

La variazione rispetto all'esercizio precedente risente delle operazioni di dismissione di società in precedenza classificate come disponibili per la vendita. In particolare, nel primo semestre del 2024 è stata completata negli Stati Uniti la cessione di un portafoglio di *asset* rinnovabili costituito da circa 150 MW di impianti geotermici e solari già in esercizio. Nello stesso periodo, in Perù, sono state concluse le cessioni dell'intera partecipazione detenuta nelle società Enel Generación Perú e Compañía Energética Veracruz, titolari di *asset* di generazione elettrica, nonché delle quote possedute in Enel Distribución Perú ed Enel X Perù, attive rispettivamente nella distribuzione e fornitura di energia elettrica e nei servizi energetici avanzati.

In sintesi, la variazione complessiva delle attività è il risultato di investimenti, riclassificazioni e aggiustamenti relativi a svalutazioni e variazioni valutarie, con alcune cessioni in Perù e Nord America.

Nel complesso nel 2024 il Gruppo ha conseguito risultati positivi in linea con il precedente esercizio, registrando un aumento dell'utile in un contesto decrescente sia dei ricavi che dei costi operativi. Questo andamento riflette gli effetti del programma di dismissioni, che è stato realizzato in modo significativo.

In linea con la politica della capogruppo, per il 2024 il dividendo è stato fissato a 0,47 euro per azione, con un aumento del 9 per cento rispetto al 2023. È stato inoltre confermato un dividendo minimo garantito di 0,46 euro fino al 2027 e un *payout ratio* fino al 70 per cento degli utili ordinari.

La gestione del Gruppo ha comportato risultati positivi anche nei parametri di sostenibilità, confermati da indici di *rating* riconosciuti a livello internazionale.

Al 31 dicembre 2024, l'indebitamento finanziario lordo a breve termine è pari a 3.659 milioni, in calo di 1.111 milioni rispetto al 2023, composto principalmente da *commercial paper* legate a obiettivi di sostenibilità (2.406 milioni), *cash collateral* (732 milioni), altri debiti finanziari a breve (177 milioni) e finanziamenti bancari a breve (344 milioni). Le disponibilità e i crediti finanziari complessivi ammontano a 15.395 milioni, in aumento di 609 milioni grazie soprattutto alla crescita di liquidità, titoli a breve (1.307 milioni) e crediti finanziari a breve (213 milioni), parzialmente compensata dal calo dei crediti per *cash collateral* (917 milioni).

Nel 2024 il Gruppo ha registrato una significativa riduzione dell'indebitamento finanziario netto di 4.396 milioni di euro rispetto al 2023 (- 7,3 per cento), con un rapporto *Net debt to Ebitda* pari a 2,4x, in miglioramento rispetto al 2,7x dell'anno precedente. Anche il rapporto *Net debt to equity* scende a 1,13, contro l'1,33 del 2023. La *performance* dell'anno è stata sostenuta dai flussi di cassa generati dall'attività operativa (13.223 milioni), dalle cessioni di partecipazioni rientranti nel piano di dismissioni (5.622 milioni, legate soprattutto alla vendita di società in Perù e alla distribuzione in alcuni comuni di Milano e Brescia) e dall'emissione di obbligazioni ibride perpetue non convertibili (889 milioni). Tali risorse hanno compensato gli investimenti effettuati (10.821 milioni) e il pagamento di dividendi (5.126 milioni, più 246 milioni di *coupon* per le obbligazioni ibride). La riduzione del debito prosegue così nel 2024, consolidando la tendenza di miglioramento avviata nel 2023, con indicatori finanziari in ulteriore rafforzamento.

Questi risultati riflettono la strategia volta a rafforzare l'equilibrio finanziario e la sostenibilità del debito, sostenuta anche dal riposizionamento strategico e dal piano di dismissioni avviato nel 2022. Rimane tuttavia necessario contemperare le azioni di contenimento dell'indebitamento con lo sviluppo di programmi di investimento improntati a criteri di prudenza, al fine di salvaguardare la solidità patrimoniale nel lungo periodo.

CORTE DEI CONTI SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

CORTE DEI CONTI